

*Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH |
v2 vom 13. April 2018*

Technologiebericht

3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe

Juri Horst (IZES)

Frank Merten (WI)

Sebastian Kiefer (WI)

Ansgar Taubitz (WI)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

izes 
Institut für ZukunftsEnergie-
und Stoffstromsysteme



**Wuppertal
Institut**

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Horst, J; Merten, F., Kiefer, S. Taubitz, A. (2018): Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Da bzgl. dieses Technologiefelds keine Bewertung im bisherigen Sinne erfolgt, kann das bisher angewandte Kriterienraster nicht direkt genutzt werden.

Vgl. hierzu Teilbericht 1:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Juri Horst

Tel.: +49 681 / 844 972 37

E-Mail: horst@izes.de

IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Altenkesslerstr. 17, Geb. A1

66115 Saarbrücken

Review durch:

Dr. Jakob Wachsmuth (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben	10
2 Methodische Vorgehensweise	11
3 Überblick über die Öl-/Gas-Infrastruktur heute	12
1.1 Infrastrukturen für Erdöl und flüssige Kraft- und Brennstoffe	12
1.2 Erdgasinfrastruktur	14
4 Bedarfsermittlung an künftig benötigten Kraft- und Brennstoffen aus ausgewählten Studien und Szenarien	18
1.3 Bedarfe aus nationalen Szenarien	18
1.4 Ableitung des künftigen Infrastrukturbedarfs durch Zuordnung auf Nutzergruppen	19
5 Nutzbarkeit bestehender Infrastruktur	24
1.5 Strombasierte flüssige Kraft- und Brennstoffe	24
1.5.1 <i>Ethanol</i>	24
1.5.2 <i>Methanol</i>	25
1.5.3 <i>Fischer-Tropsch-Rohöl</i>	26
1.6 Strombasierte Gase	26
1.6.1 <i>Wasserstoff</i>	27
1.6.2 <i>Bioerdgas und synthetisches Erdgas (SNG)</i>	30
1.6.3 <i>Abgleich von künftigem Gasbedarf mit den Kapazitäten der bestehenden Infrastrukturen</i>	31
6 Forschungsbedarf	34
1.7 Öl-Infrastrukturen	34
1.8 Gas-Infrastrukturen (Netze- und speicher)	35
Literaturverzeichnis	39

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route, deutsch: Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
BRT	Bruttoregistertonnen
CCS	Carbon Capture and Storage
CZ	Cetanzahl
EE	erneuerbare Energien
FFV	Flexible Fuel Vehicle
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
H ₂	Wasserstoff
LNG	liquefied natural gas (dt. verflüssigtes Erdgas)
MENA	Middle East & North Africa“ (Nahost und Nordafrika)
PGC	Prozess-Gaschromatograph
PtL	Power-to-Liquids
ROE	Rohöleinheit
ROZ	Oktanzahl
RRB	Rohrleitung Rostock-Böhlen
SNG	Synthetic Natural Gas

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
° C	Grad Celsius
J	Joule
MJ	Megajoule
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunden
PJ	Petajoule
SKE	Steinkohleeinheiten
t	Tonnen
TWh	Terawattstunden (elektrisch)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
TWh _{th}	Terawattstunden (thermisch)
kg	Kilogramm
ROE	Rohöleinheiten
m ³	Kubikmeter
Vol.-%	Volumenprozent
L	Liter



Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Erzeugung, Handel und Inlandsabsatz von Kraft- und Brennstoffen im Jahr 2016 -----	14
Tab. 4-1	Auswahl der nationalen Studien und Szenarien -----	18
Tab. 4-2	Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2020 bis 2050 in Deutschland (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie) -----	19
Tab. 4-3	Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2030 und 2050 nach Nutzgruppen (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie) -----	22
Tab. 5-1	Überblick über (sicherheits-)technische Eigenschaften von Kraftstoffen -----	24
Tab. 5-2	Gasbeschaffenheitskennwerte für verschiedene Erdgase, Bio- und SNG Methan sowie Wasserstoff -----	27

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1	Überblick über die Erdöl- und -gasinfrastruktur -----	12
Abb. 3-2	Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland -----	13
Abb. 3-3	Entwicklung der Gasnetzlänge nach Druckstufen in Deutschland (2000-2016) -----	15
Abb. 5-1	Bedarfsäquivalente Gasvolumen für Erdgas, EE-Methan und EE-Wasserstoff in 2017 und 2050 in PJ für Deutschland. -----	32

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastruktur und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe		 Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme		 Wuppertal Institut		
A) Status quo und neue Forschungs-Herausforderungen						
<p>Bestehende Infrastrukturen für Erdgas und Erdöl haben sich im Laufe der Zeit mit zunehmender Nutzung dieser Energieträger entwickelt und etabliert. Dies reicht von der Förderinfrastruktur über Transportleitungen und Schiffswege zu Raffinerien und von dort mit Leitungen und Tankbehältnissen zu den Verbrauchern.</p> <p>Mit der Energiewende werden andere Energieträger, aus heutiger Sicht vorrangig elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen, die fossilen Kraft- und Brennstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr ersetzen. Je nach Klimazielen und gesetzten Rahmenbedingungen bedarf es aus Sicht der Forschung auch weiterhin einer Infrastruktur für strombasierte Gase und Fluide, allerdings mit anderen Eigenschaften und anderen Ausmaßen. Es stellen sich die Fragen, welche Akteure künftig diese Energieträger wo und in welchen Mengen benötigen, welche Infrastrukturen hierfür nötig sind und inwieweit bestehende Strukturen genutzt werden können.</p>						
B) Vorgehensweise zur Ableitung von neuen Forschungsbedarfen						
<p>Ausgehend von einer Analyse der bestehenden Infrastrukturen und der jeweiligen Nutzergruppen einerseits sowie den künftigen Bedarfen durch bestimmte Nutzergruppen und deren Verteilung in Deutschland andererseits wird abgeleitet, welche Infrastrukturen künftig benötigt werden.</p> <p>Für die Infrastrukturen wird jeweils nach Art der Kraft- und Brennstoffe untersucht, ob und wie die bestehenden Infrastrukturen weiterhin genutzt werden können und wo ggf. Forschungsbedarf für eine künftige Nutzbarmachung besteht. Neben technischen Aspekten wird auch auf darüber hinaus gehende Forschungsfragen im Rahmen des damit verbundenen Strukturwandels eingegangen.</p>						
Spektrum relevanter Mengen strombasierter Brennstoffe nach Akteuren in PJ						
Kraft-/ Brennstoff	Jahr	Sektoren				Gesamt
		Haushalte	Verkehr	GHD	Industrie	Energie-wirtschaft
EE-H ₂	2030		0 - 60			0 - 60
	2050		20 - 246			50 - 59 70 - 305
EE-Methan	2030		0 - 74			0 - 74
	2050	0 - 160	0 - 266	0 - 225	0 - 716	0 - 1.367
Power-to-Fuels (liq.)	2030		0 - 688			0 - 688
	2050		344 – 1.288	0 - 67		344 – 1.355
Erdgas	2030	422 – 1.184	5 - 75	166 - 304	156 - 803	630 - 840 1.379 – 3.206
	2050	57 - 788	2 - 263	15 - 72	28 - 688	72 - 118 172 – 1.929
Erdöl	2030					1.897 – 2.750
	2050					151 – 1.764
Bandbreite: Werte aus den Studien bei Szenarien -80 % / -95 %. Nicht kumulierbar.						

C) Forschungsbedarf und –empfehlungen

Erdgasinfrastruktur (Gasleitungen und –speicher sowie Balance-of-Plants (BOP))

(BOP = Gasverdichter, -mess- und –mischeinrichtungen)

Infrastruktur-Technologien für Power-to-Gas (H₂)

Gas-Messeinrichtungen:

- Entwicklung von flexiblen Volumenmessgeräten, die von 0 bis 100 Vol.-% H₂ eingesetzt werden können.
- Weiterentwicklung von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen für H₂-Einspeisungen insbesondere für den Einsatz in den Verteilnetzen.
- Gas-Verdichter:
- Weiterentwicklung der sicherheitstechnischen Anforderungen an Gasgemische mit unterschiedlichen H₂-Volumenkonzentrationen.
- Endgeräte:
- Anpassungsmöglichkeiten von Endkundengeräten und ihren Sicherheitstechniken an schwankende Erdgasqualitäten und H₂-Volumina.

Systemanalysen (Szenarien und Modelle)

- Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Gasverbrauchs durch Industrie und Verkehr nach Energieträgern und Anwendungsbereichen bzw. Teilsektoren.
- Bestimmung und Bewertung von regionalen Erneuerungsbedarfen (inkl. „Außerbetriebnahmerisiken“) von Gasleitungen und -speichern im Zeitverlauf, abhängig von zukünftiger Auslastung und Nutzung.
- Bestimmung des regionalen Umstellungs- bzw. Transformationsbedarfs im Zeitverlauf bei Gasleitungen und -speichern für zunehmende H₂-Einspeisung.
- Harmonisierung (Konvergenz) der verschiedenen Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom insbesondere auf den Kurzfristmärkten.
- Sozioökonomische Untersuchungen der Auswirkungen von flächendeckenden bzw. konzentrierten regionalen Einsätzen von PtG-Anlagen und ggf. angeschlossenen Katalyseanlagen.
- Infrastruktur- und Standortanalysen zur Vermeidung von „stranded investments“: Künftige Rollen und Standorte von Gaskraftwerken; regionaler Bedarf an CO₂- und H₂-Leitungen bzw. –Speichern sowie Methanisierungsanlagen.

Erdölinfrastruktur einschließlich Raffinerien

- Entwicklung von Verfahren für strombasiertes Ethanol zur Weiterverwendung der bestehenden Infrastruktur (da gegenüber Methanol kein Umbau der Verteilinfrastruktur notwendig und Fahrzeugantriebe leicht angepasst werden können; höhere Energiedichte als Methanol; nicht toxisch wie Methanol).
- Weiterentwicklung von Verfahren zur Erzeugung von Drop-In-Kraft- und Brennstoffen aus Methanol (insofern Methanol technisch effizienter erzeugt und besser über lange Strecken transportiert werden kann als andere Stoffe, kann durch Umwandlung die bestehende Verteilinfrastruktur weiter genutzt werden).
- Entwicklung von Ersatzstoffen für Raffinerie(neben)produkte (je nach dominierender Route entfallen Grundstoffe wie Propan, Schmierstoffe und Wachse, Kalzinat, Bitumen, Paraffine,... für Chemie und Industrie).
- Sozioökonomische Auswirkungen eines Kraft-/Brennstoffwechsels (Strom, Ethanol, Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte) (Aufgrund eines Anpassungsbedarfs von Infrastrukturen erfolgt ein Strukturwandel. Für die Bundesregierung sind die Auswirkungen eines Strukturwandels wichtig zu kennen, um frühzeitig mit anderen Ressorts alternative Wirtschaftszweige in Deutschland aufzubauen. Thema als Forschungsfrage für die Systemanalyse.)

1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben

Der Austausch mit verschiedenen Akteuren während des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“ machte deutlich, dass der künftige Bedarf und die Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen Forschungsfragen aufwerfen, die es in den kommenden Jahren zu untersuchen gilt. Dies bezieht sich insbesondere auf die Nutzung der Gas- und Öl-Infrastrukturen für strombasierte synthetische Gase und Fluide. Die Fragestellungen wurden zudem durch die Wirtschaftsminister von Bund und Ländern während der Wirtschaftsministerkonferenz Ende Juni 2017 im Saarland aufgeworfen. Aus industriepolitischen Gründen sei u. a. zu prüfen, wie sich die Nutzung der Erdgas-Infrastruktur für synthetisch erzeugtes Gas in einem voll integrierten Energiesystem auf die Kosten auswirkt. Auch bezogen auf synthetische Kraftstoffe kommt zunehmend die Frage auf, ob und inwiefern Power-to-fuel-Infrastrukturen z. B. auf Erdöltransportstrukturen aufbauen könnten und somit die bestehende Erdöl-Infrastruktur weiter genutzt werden kann. Ebenso könnten Erdgasspeicher als wichtiges Asset für die Langzeitspeicherung angesehen werden. Aber auch bestehende Raffinerien könnten im Zusammenhang mit der Verarbeitung synthetischer Grundstoffe genutzt werden, z. B. bei der Weiterverarbeitung von Methanol oder flüssigen Kohlenwasserstoffen auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese zu Treibstoffen.

Aufgrund der zukünftig möglicherweise benötigten Mengen an strombasierten Kraft- und Brennstoffen (siehe die *Technologieberichte im Technologiebereich 4*) und der Frage nach der regionalen Verteilung erscheint eine Prüfung der Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen naheliegend. Dies gilt auch aufgrund des Wunsches, irreversible Kosten (sunk costs) möglichst zu vermeiden. Dabei ist eine Beimischung (bspw. Wasserstoff in Erdgaspipelines) von einer Umstellung (bspw. Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff) zu unterscheiden.

2 Methodische Vorgehensweise

Die Frage zur Nutzbarkeit von Kraftstoff- und Gas-Infrastrukturen für strombasierte gasförmige und flüssige Energieträger sowie die Ableitung von Forschungsfragen dazu kann mit der multikriteriellen Analyse nicht beantwortet werden. Die Kriterien des zuvor genutzten Rasters untersuchen den Stand und die Entwicklung von Technologien u. a. bzgl. des Forschungsstandes, der Potenziale, der Effizienz und der Wertschöpfung. Dagegen sind für die Bewertung der Nutzbarkeit bestehender Infrastrukturen die physikalischen und chemischen Eigenschaften der zu vergleichenden Stoffe, die Mengenveränderungen und die Nutzergruppen relevant. So wird stattdessen analytisch vom zu erwartenden Bedarf an Gas und Öl nach Nutzergruppen und Nutzungsorten ausgegangen. Grundlage bilden die im Projekt schon erfolgten Szenarienanalysen, aus denen der Import- und Transportbedarf abgeleitet wird. Hieraus werden sich ggf. mehrere optionale Pfade ergeben, die es zu skizzieren gilt. Bei großen Mengen aus dem Ausland steht zu erwarten, dass hierfür bestimmte Transportmedien (bspw. Pipelines) oder Sammelpunkte (Speicher) notwendig sein werden. Weiterhin ist qualitativ der Verteilungsaufwand abzuleiten, woraus sich wiederum ergibt, welche Infrastrukturen (bspw. Schiff, Lkw, Pipeline) tendenziell vorteilhafter sind.

Für diejenigen Infrastrukturen, für die im vorherigen Schritt ein Bedarf ausgearbeitet wurde, erfolgt eine technische Prüfung der jeweiligen Infrastrukturen durch Literaturanalysen und Befragung von Sachverständigen. Bedingt durch den mehrjährigen Prozess der Transformation gilt es zu prüfen, ob eine zunehmende Beimischung von strombasierten Gasen und Fluiden (sicherheits-)technisch möglich ist, wo die Grenzen liegen und welche technischen Entwicklungen notwendig sind, um die bestehenden Infrastrukturen nutzen zu können.

Aus den Ergebnissen werden weitergehende Forschungsfragen abgeleitet, die in das kommende Energieforschungsprogramm einfließen können.

3 Überblick über die Öl-/Gas-Infrastruktur heute

Die Erdöl- und -gasinfrastruktur ist einerseits aufgrund der damals gegenüber Kohle günstigeren Energieträger (Metropoluhr 2018) sowie durch den in der Nachkriegszeit zunehmenden Wohlstand und einer damaligen Stadtfucht (Zemlin 2005, 18f.) gewachsen. Abb. 3-1 gibt überblicksartig diese Strukturen wieder.

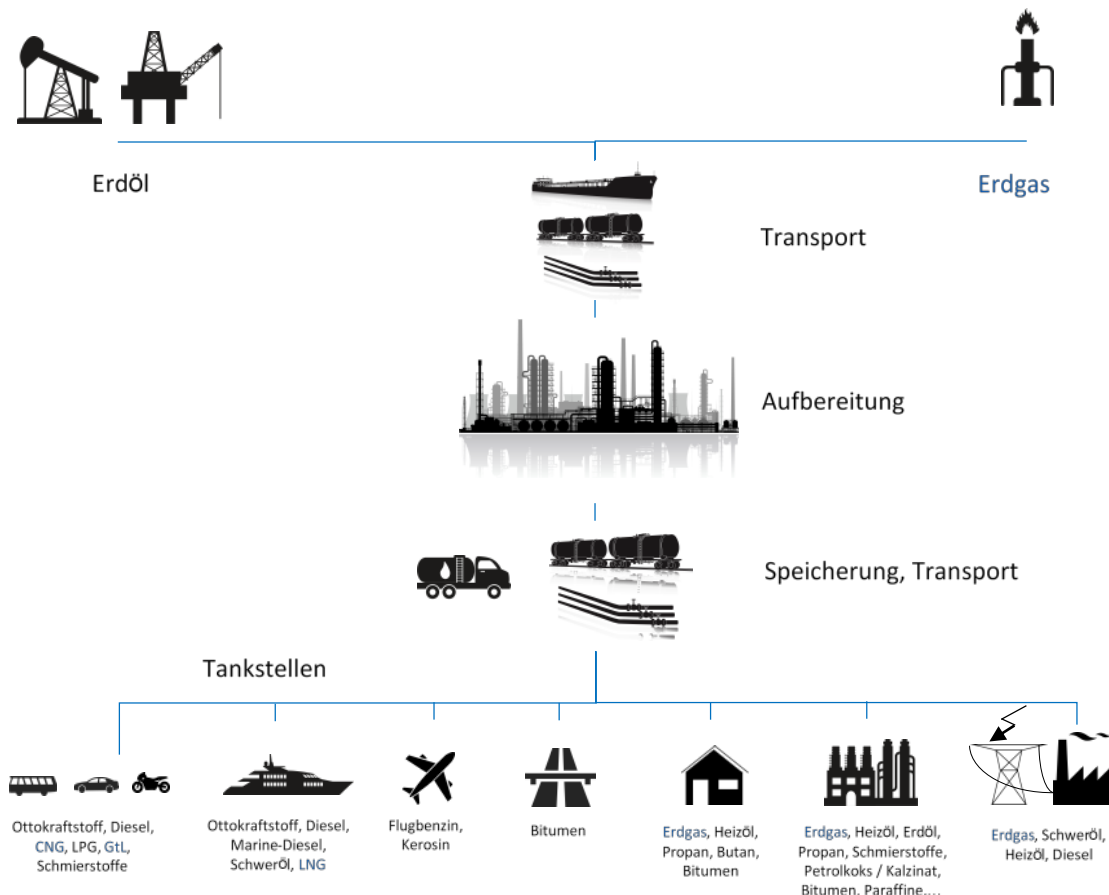


Abb. 3-1 Überblick über die Erdöl- und -gasinfrastruktur

Quelle: Eigene Darstellung IZES gGmbH, Grafiken zum Teil von Fotolia

3.1 Infrastrukturen für Erdöl und flüssige Kraft- und Brennstoffe

Der Bedarf an Rohölen in Deutschland betrug 2017, ohne Sekundärzugänge, etwa 3.890 PJ. Rund 2,4 % davon wurden im Inland gefördert. Die wichtigsten Importländer sind die Russische Föderation, Norwegen und Großbritannien, die gemeinsam etwa 58 % der Importe abdecken. (BAFA 2018a)

Etwa 80 % des Imports erfolgt über Ölpipelines aus Rotterdam, Triest und Russland. Die übrigen 20 % erfolgen über Schiffsimporte in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Rostock, von wo das Rohöl wiederum via Pipelines zu den Raffinerien transportiert wird. (BMWi 2018a; DESTATIS 2018a)

Insgesamt 9 Unternehmen betreiben 14 Import-Rohöl-Fernleitungen in Deutschland bzw. mit Verbindungen ins Ausland (Stand Ende 2016). Deren Gesamtlänge in Deutschland beträgt etwa 2.000 km mit einer maximalen jährlichen Beförderungs-

kapazität von bis zu etwa 200 Mio. t ROE. Ein Teil der Leitungen wird auch in beide Richtungen genutzt bzw. ein Teil des Öls auch in andere Länder weitergeleitet. (MWV 2017b, 50f.) Darüber hinaus existieren 6 Pipelines, welche Mineralölprodukte in Zwischenlager oder zur Weiterverarbeitung transportieren.

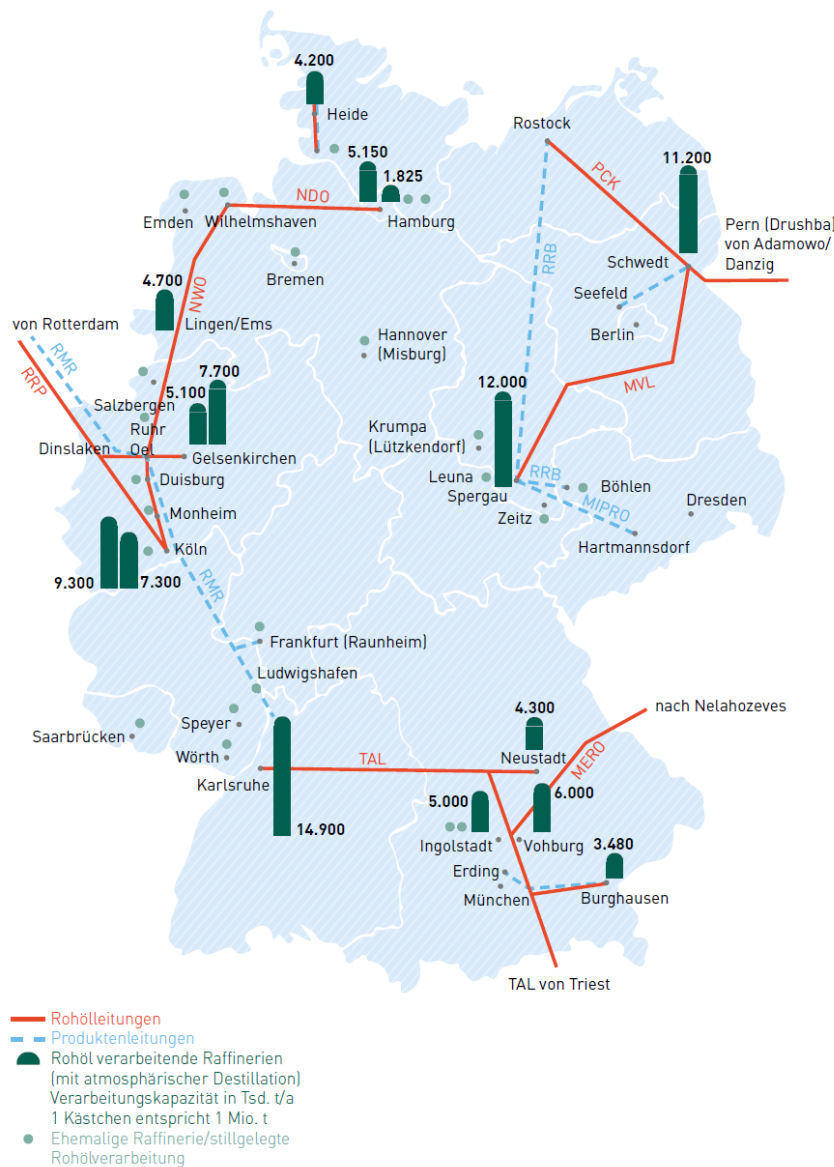


Abb. 3-2 Erdöl- und Produkttransportnetze sowie Raffineriekapazitäten in Deutschland

Quelle: MWV (2017b)

Die Rohöldestillationsanlagen (Raffinerien) hatten bis Mitte der 1970er Jahre eine Kapazität von etwas mehr als 172 Mio. t ROE erreicht. Bis 2016 wurden Anlage als Folge von Überkapazitäten in Europa sowie unterschiedlichen nationalen Bedarfen an den Produkten auf 102 Mio. t ROE zurückgebaut. (MWV 2017b:39) Heute existieren noch an 13 Standorten in 9 Bundesländern Rohöldestillationsanlagen. (MWV 2017b, 42f.)

Für 2016 finden sich nachfolgend wichtige Produkte der Petrochemie mit Bezug zur Kraft- und Brennstoffversorgung dargestellt:

Tab. 3-1 Erzeugung, Handel und Inlandsabsatz von Kraft- und Brennstoffen im Jahr 2016

Kraft- / Brennstoffe	Einheit	Inlandsprod.	Import	Export	Inlandsabsatz*
Rohbenzin		334	305	19	661
Ottokraftstoff		854	43	125	764
Dieselmkraftstoff		1.394	645	375	1.587
Heizöl, leicht		485	137	57	662
Heizöl, schwer	PJ	199	31	141	121
Flugbenzin		0	0	0	0
Flugturbinenkraftstoff, schwer		222	209	36	384
Flüssiggas		109	33	8	130
Sonstige		475	219	315	289

* tatsächlicher Absatz inkl. Berücksichtigung von Umwidmungen, Bestandsveränderungen und statistischen Differenzen

Quelle: MWV (2017a)

Die Produktgruppe „Sonstige“ umfasst weitere Destillate von kleiner Menge sowie Schmierstoffe, Bitumen, Petrolkoks, Wachse, Paraffine und andere.

Ein Teil der Produkte wird über Leitungen zu Zwischenlagern oder auch Großverbrauchern (bspw. Flughäfen (SZ 2016)) transportiert. Auch werden Transporte über Schienen und Straßen durchgeführt (DESTATIS 2018b). Die Mineralöltanklager in Deutschland mit Kapazitäten von jeweils über 1.000 m³ können in Summe rund 63 Mio. m³ fassen. Etwa 40 % des Speichervolumens wird durch Kavernen bereitgestellt. (MWV 2017b:48)

Die Versorgung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr erfolgt durch Tankwagen, die entsprechend für diesen Gütertransport ausgelegt sind. Sie versorgen die heute etwa 14.510 Tankstellen in der Bundesrepublik mit Ottokraftstoffen und Diesel, der dort in unterirdischen Tankbehältern gelagert wird. (MWV 2017b:49)

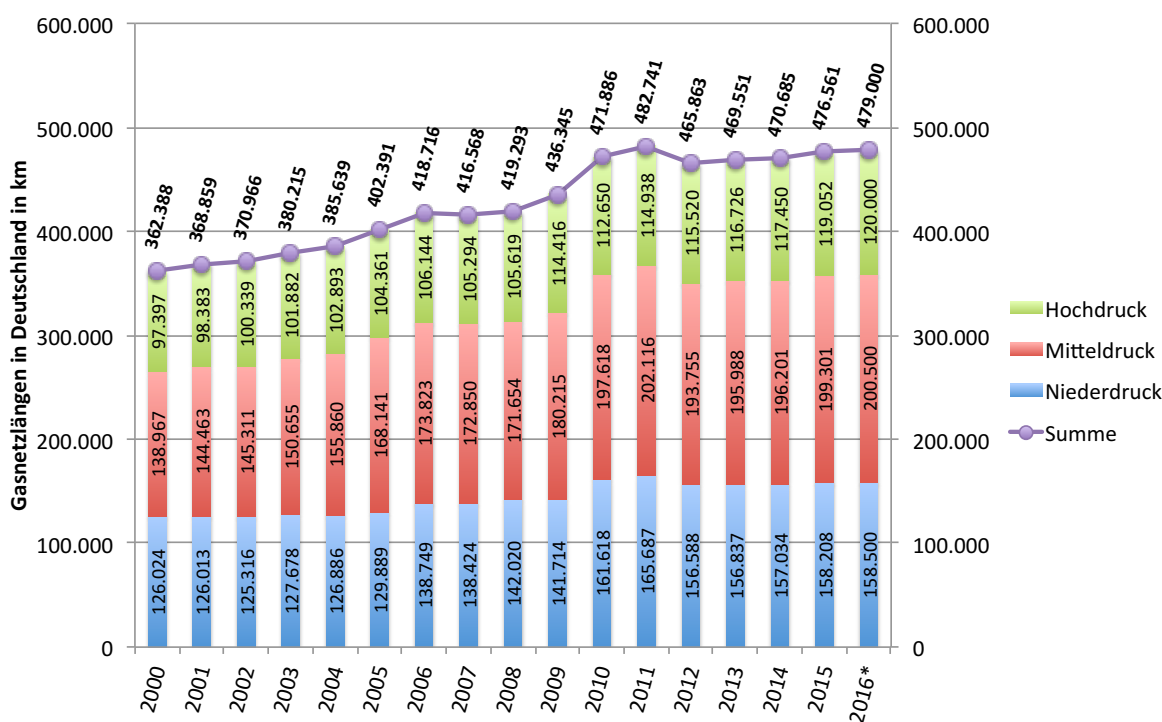
3.2 Erdgasinfrastruktur

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland wird definiert als für die Erdgasnutzung nötige Infrastruktur von der Produktion über den Import von Erdgas bis zum Verbraucher. Dies umfasst also neben dem hier hauptsächlich betrachteten Gasnetz auf den verschiedenen Ebenen auch Verdichter, Regel- und Messstellen sowie Gasspeicher.

Die Länge des deutschen Gasleitungsnetzes¹ beträgt im Jahr 2016² insgesamt ca. 479.000 km, hiervon entfallen 158.500 km auf das Niederdruck-, 200.500 km auf

1 Die Angaben zu Gasnetztlängen unterscheiden sich zumindest ab dem Jahr 2010 je nach Quelle deutlich voneinander. Laut (destatis 2018) beträgt die Gesamtlänge im Jahr 2015 vorläufig ca. 505.000 km und nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA 2017) im Jahr 2016 vorläufig sogar

das Mitteldruck- sowie 120.000 km auf das Hochdrucknetz (BMW 2017). Die Gasnetz­längen sind dabei im Vergleich zum Jahr 2000 auf allen Ebenen deutlich ange­stiegen. So stieg die Länge des Niederdrucknetzes um 26 %, diejenige des Mittel­drucknetzes um 44 % sowie des Hochdrucknetzes um 23 % an. Teilweise begründet sich dieser Anstieg jedoch nicht aus dem tatsächlichen Ausbau des Gasnetzes, son­dern aus einer Änderung der Systematik der Bestimmung der Netzlängen im Jahr 2010. Allerdings gab es nach dem Jahr 2011 einen deutlichen Rückgang im Mittel­ und Niederdruckbereich von etwa 7.000 km respektive etwa 1.500 km. Insbesondere die Netzlänge im Niederdruckbereich ist seitdem nur wenig gesteigert worden und liegt im Jahr 2016 immer noch recht deutlich unter dem maximalen Wert von ca. 166.000 km in 2011. Diese Entwicklungen führten zu einem Maximum der Gesamt­netz­länge von rd. 483.000 km im Jahr 2011, die bisher noch nicht wieder erreicht wurde. Im Gegenzug ist jedoch das Hochdrucknetz seit 2011 um etwa 5.000 km er­weitert worden. (siehe Abb. 3-3).



Bemerkungen: Ohne Haushaltsanschlussleitungen; * vorläufig geschätzt; nach Angaben der Gasnetzbetreiber gem. Gas-NEV; Stand 02/2017

Abb. 3-3 Entwicklung der Gasnetz­länge nach Druckstufen in Deutschland (2000-2016)

Quelle: Eigene Darstellung nach BMWI 2017:18

Das Fernleitungsnetz wird von 16 Betreibern unterhalten, die neben dem Netz auch 72 Verdichterstationen betreiben. Darüber hinaus wird das bundesweite Fernlei-

536.188 km. Da die Quellen (BMW 2017) und (destatis 2018) bis zum Jahr 2010 übereinstimmen, die Angaben in destatis jedoch für die Jahre 2013-2015 als vorläufig gekennzeichnet sind, wird hier die BMWI-Quelle als Informationsbasis verwendet. Ein Grund für die Abweichungen könnten die Haus­halts­anschluss­leitungen sein, die in BMWI ausgeschlossen sind, zu denen in den anderen beiden Quel­len keine Angaben gemacht werden.

2 Vorläufige, teilweise geschätzte Zahlen (siehe Quelle)

tungsnetz in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet gegliedert. L-Gas entstammt hauptsächlich der Förderung in der Nordsee sowie Importen aus den Niederlanden. Daher erstreckt sich das L-Gas-Gebiet über Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. H-Gas stammt aus Importen aus Norwegen und Russland. Mit einem Handelsvolumen von 61 Mrd. Euro zählte Erdgas in 2015 zu den wichtigsten Importgütern. Hierbei entfallen 29 % auf die Niederlande, 34 % auf Norwegen und 35 % auf Russland.

Der verbindliche Netzentwicklungsplan, der von den Fernleitungsbetreibern entwickelt und von der Bundesnetzagentur geprüft wird, sieht zwischen 2016 und 2026 einen Gasnetzausbau von 802 km sowie einen Verdichterzubau von 551 MW vor. Die insgesamt 119 Maßnahmen umfassen ein Investitionsvolumen von etwa 4,4 Mrd. Euro. Dieser Ausbauplan ist mit einem Zuwachs von lediglich ca. 0,2 % bezogen auf die heutige Gesamtlänge als vernachlässigbar gering anzusehen.

Des Weiteren gibt es in Deutschland 49 Untertage-Gasspeicher an 39 Standorten. Diese können eine Kapazität von 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen und haben eine maximale Entnahmekapazität von 676 Mio. m³/Tag (BDEW 2017). So können Gasspeicher etwa ein Viertel der in 2016 verbrauchten Erdgasmenge zur Verfügung stellen.

Die Entwicklung der Infrastruktur in Deutschland ist nicht nur vom eigenen Versorgungsbedarf abhängig. Deutschland besitzt aufgrund der geografischen Lage sowie dem Vorkommen großer natürlicher Gasspeicher eine Verteilfunktion (Gas-Hub) für Europa. Bei einer Menge von 4.778 PJ importierten Erdgases wurden in 2017 Erdgasmengen in einer Höhe von 973 PJ exportiert (BAFA 2018b).

Eine wichtige Option zur Diversifizierung der Erdgasimporte und damit zur Verringerung von Importabhängigkeiten stellen LNG-Importe dar. Bislang verfügt Deutschland selbst nicht über eigene LNG-Terminals, ist jedoch mit dem europäischen Gas-Übertragungsnetz an ausreichend LNG-Kapazitäten in anderen europäischen Mitgliedsstaaten angeschlossen, die gemeinsam etwa 43 % des aktuellen europäischen Jahresbedarfs abdecken könnten (Europäische Kommission 2016).

Für die weitere Entwicklung bzw. künftige Bedeutung der deutschen Gasinfrastrukturen sind nach (Westphal 2018) zudem noch die folgenden marktlichen Aspekte und Unsicherheiten zu beachten:

- Die Marktentwicklungen auf globaler Ebene sind vor allem von den drei internationalen Märkten Nordamerika, Europa-Asien und Asien-Pazifik abhängig. Das betrifft vor allem Exportstrategien und Importoptionen. So könnte z. B. die Exportkapazität der USA auf 840 Mio. Nm³ täglich gesteigert werden, was in etwa der heutigen globalen Nachfrage entspricht und zu deutlichen Verschiebungen der Marktströme führen würde. Die Entwicklung der Nachfrage wird dagegen vor allem durch den pazifisch-asiatischen Raum und China getrieben. Chinas Erdgasanteil am heimischen Energiemix soll von 130 Mrd. Nm³ (4 %) bis auf 545 Mrd. Nm³ in 2035 steigen (Faktor 4,2). Dies könnte zur Verschiebung der Marktströme von CNG und LNG in Richtung Asien führen, wo die höchsten Gewinne erzielt werden können.

- Das globale Angebot folgt den globalen Wachstumsmärkten. Die USA (sowie zunehmend Australien und China) spielen eine bedeutende Rolle für die Schiefergasproduktion und mögliche LNG Exporte.
- Nach der Gasschwemme 2009/2010 hat sich die Angebotssituation für LNG in der EU wieder verengt. Infolgedessen bleibt der EU-Gasmarkt auf mittlere Sicht vor allem ein Pipeline-gebundener Markt, für den die oben genannten Lieferländer traditionell weiter eine Schlüsselrolle einnehmen.
- Russland und Algerien halten bisher weiter an der Ölpreisindexierung fest, anders dagegen Norwegen, das verstärkt auf Spotmarktindizes umsteigt, was zu einer Verschiebung der Importe zu Gunsten von Norwegen führte.
- Projektionen gehen davon aus, dass die EU weiter weltweit größter Nettoimporteur von Gas bleiben wird. Allerdings ist der weitere Verbrauch von der künftigen Klimapolitik abhängig.
- In Deutschland gibt es strukturelle Probleme durch die Entflechtung, die zu einer Segmentierung von Informationen und Marktteilnehmern führt. Die Eigeninteressen der Unternehmen sind daher prinzipiell stärker als das Gesamtinteresse der Volkswirtschaft. Die Versorgungssicherheit wird nicht mehr eingepreist. Zudem kommt es zunehmend zu schleppenden, nicht mehr adäquaten Speicherbefüllungen für den Winter aufgrund von fehlenden saisonalen Preisdifferenzen.

4 Bedarfsermittlung an künftig benötigten Kraft- und Brennstoffen aus ausgewählten Studien und Szenarien

Die Bedarfsermittlung bezieht sich ausschließlich auf eine mögliche nationale Entwicklung. Mit Hilfe einer Metaanalyse werden benötigte Mengen an strombasierten Kraft- und Brennstoffen aus Szenarien zusammengetragen, wobei Herkunft und Verbraucher wichtige Indikatoren für die künftig benötigte Infrastruktur darstellen. Je nach Szenario werden aber auch weiterhin Erdöl und –gas verbraucht oder alternativ biomassebasierte Ersatzstoffe eingesetzt, so dass die Infrastrukturen nicht allein strombasierten Kraft- und Brennstoffen dienen. Insofern stellt sich zudem die Frage, inwieweit die strombasierten Gase (bspw. Wasserstoff und Methan) und Fluide (bspw. Methanol, Ethanol oder langkettige Kohlenwasserstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese) die gleichen Infrastrukturen wie Erdgas und Mineralöle nutzen können.

4.1 Bedarfe aus nationalen Szenarien

Tab. 4-1 gibt einen Überblick über die Veröffentlichungen, Studien und Szenarien, die im Rahmen der Untersuchung berücksichtigt werden. Die Auswahl orientiert sich einerseits an der Zielorientierung der Szenarien. Betrachtet werden lediglich Szenarien, welche zu einer Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen von mindestens 80 % CO₂-Äquivalenten führen. Zudem werden nur Studien und Veröffentlichungen herangezogen, welche die wesentlichen Entwicklungen zur Energiewende der letzten Jahre berücksichtigt haben. Als akzeptabel werden Veröffentlichungen ab 2012 betrachtet. Zudem sollten die Szenarien die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren berücksichtigen.

Tab. 4-1 Auswahl der nationalen Studien und Szenarien

Studie	Szenarien
DLR et al. (2012)	2011A, 2011 A', 2011B, 2011C
Prognos et al. (2014)	Zielszenario
UBA (2014)	THGND 2050
Fraunhofer IWES et al. (2015)	Sektorübergreifendes Zielszenario (SÜZS 2050)
EWI (2017)	Evolution, Revolution
Öko-Institut et al. (2015)	KS 80, KS 95

Entsprechend den jeweiligen Schwerpunkten in den Szenarien ergeben sich teils deutliche Bandbreiten des künftigen Bedarfs. Da die Studien jeweils unterschiedliche Schwerpunkte untersuchen, ergibt sich einerseits für einige Energieträger und Sektoren eine Spannbreite. Andererseits liegen nicht für alle Produkte und Sektoren Werte vor, sodass Datenlücken verursacht werden. Auch werden für verschiedene Sektoren teilweise unterschiedliche Studien zurate gezogen, wodurch sich Diskrepanzen ergeben. So summieren sich die Einzelbedarfe der Sektoren nicht zwangsläufig auf den Gesamtbedarf.

Tab. 4-2 Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2020 bis 2050 in Deutschland (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie)

Kraft-/ Brennstoff	Einheit	2020	2030	2040	2050
Benzin		415 – 688	254 - 438	76 - 278	5 - 141
Diesel/HL		1.519– 2.266	794 – 1.555	313 - 935	94 - 662
Kerosin		346 - 400	250 - 432	113 - 382	93 - 319
EE-H ₂		0	0 - 60	5 - 173	70 - 305
EE-Methan		0	0 - 74	0 - 185	961 – 1.367
Bioethanol	PJ	23 - 63	15 - 64	22 - 81	14 - 86
Biodiesel		101 - 204	50 - 225	68 - 316	32 - 357
Bio-Kerosin		0 - 38	0 - 76	35 - 126	61 - 178
Power-to-Fuels (liq.)		0	0 - 688	273 – 1.100	411 – 1.354
Erdgas*		1.917-3.342	1.379-3.206	775-2.798	172-1.929
Erdöl*		2.549-3.627	1.897-2.750	666-2.310	151-1.764
* Primärenergie					

Fossile gasförmige und flüssige Brennstoffe kommen entsprechend den klimapolitischen Zielen immer weniger zum Einsatz. B. streben aber erst in den -95 %-Szenarien stark gegen null. Die insgesamt sinkenden Bedarfe an Kraft- und Brennstoffen werden bestehende Infrastrukturen mittel- bis langfristig nicht mehr ausfüllen können. Gerade für leitungsgebundene Infrastrukturen wie Pipelines stellt sich die Frage, ob ein Rückbau auch technisch notwendig wird, um den Transport weiter gewährleisten zu können.

Der Einsatz von Power-to-Fuels wird allerdings nur in den -95 %-Szenarien als Option betrachtet. Das derzeit als Ersatzkraftstoff vielfach diskutierte Methanol spielt zumindest als Kraft- oder Brennstoff in den Szenarien keine Rolle.

4.2 Ableitung des künftigen Infrastrukturbedarfs durch Zuordnung auf Nutzergruppen

Um eine Einschätzung über den künftig benötigten Infrastrukturbedarf geben zu können, werden die gemäß den Szenarien benötigten Energiemengen den Nutzergruppen zugeteilt. Dies erfolgt durch eine weitergehende Analyse der Szenarien. Aufgrund der je nach Kraft- bzw. Brennstoff notwendigen vorangehenden Prozessschritte, den jeweils benötigten Mengen und den Absatzpfaden der Endprodukte sollen notwendige Infrastrukturen abgeleitet werden.

Die Szenarien zeigen zunächst, dass der Gesamtbedarf an Kraft- und Brennstoffen aufgrund von Effizienzmaßnahmen in Gebäuden und Prozessen sowie einer zunehmend stromorientierten Energieversorgung über die Jahre zurückgeht. Wasserstoff und Methan stellen eine Option im Verkehr als Kraftstoff für Personen- und Lastkraftwagen sowie leichte Nutzfahrzeuge dar. Dies wird insbesondere unter DLR et al. (2012) und Prognos et al. (2014) eingehender betrachtet. In Öko-Institut et al. (2015) werden dagegen strombasierte Wasserstoff- und Methanerzeugung hauptsächlich zur Langfristspeicherung von Strom eingesetzt und adressieren somit nur die Energiewirtschaft. Angaben zu erzeugten Mengen werden in der Studie nicht gemacht.

Im Folgenden werden die Bedarfe nach Studien und Szenarien aufgeschlüsselt. Das Szenario 2011 A (DLR et al. 2012) liefert teilweise Werte für den Gesamtbedarf sowie die Bedarfe des Verkehrssektors. Diese belaufen sich für Wasserstoff insgesamt auf etwa 60 PJ in 2030 und rund 300 PJ in 2050. Auf den Verkehrssektor entfallen hier in 2030 60 PJ und in 2050 242 PJ. Das Szenario 2011 A' beziffert lediglich Werte für Kraftstoffe des Verkehrssektors, so dass hier keine spezifischen Angaben zu gasförmigen Brenn- und Kraftstoffen vorliegen. Nach dem Szenario 2011 B (DLR et al. 2012) beläuft sich der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor bis 2050 auf 0 PJ, während der Methanbedarf von 74 PJ in 2030 auf 266 PJ in 2050 ansteigt. Das Szenario 2011 C (DLR et al. 2012) beziffert die Bedarfe des Verkehrssektors für Wasserstoff ebenfalls auf 0 PJ. Im Szenario 2011 THG95 beläuft sich der Gesamtbedarf an Wasserstoff in 2030 auf rund 60 PJ und in 2050 auf 492 PJ. Davon entfallen auf den Verkehr in 2030 60 PJ und in 2050 246 PJ.

Das Szenario THGND 2050 (UBA 2014) liefert Zahlen für die Bedarfe an Methan und Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen in 2050. Diese liegen für Methan in den Haushalten bei 160 PJ, im Verkehr bei 0 PJ, im GHD-Sektor bei 225 PJ und in der Industrie bei 716 PJ, womit sich der Gesamtbedarf an Wasserstoff auf rund 1.100 PJ summiert.

Die Szenarien Evolution und Revolution (EWI 2017) beziffern lediglich Gesamtbedarfe der verschiedenen Gasprodukte. Im Szenario Evolution beläuft sich der Wasserstoffbedarf in 2050 auf 187 PJ, der Methanbedarf auf 1.602 PJ. Im Szenario Revolution (EWI 2017) wächst der Wasserstoffbedarf von 40 PJ in 2030 auf 187 PJ in 2050, während der Methanbedarf in 2050 bei 961 PJ liegt.

Weder die Studie „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende“ (Prognos et al. 2014) noch die Studien „Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr“ (Fraunhofer IWES et al. 2015) und „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut et al. 2015) liefern Zahlen zu Bedarfen an Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen.

Strombasierte Kraftstoffe finden bei Öko-Institut et al. (2015:235) in KS95 ab den 2040er Jahren Einsatz und dort sowohl für den Flugverkehr, aber auch für den Straßen- und Güterverkehr in 2050 gleichermaßen. In 2040 wird knapp die Hälfte, in 2050 rund 42 % der Power-to-Liquids in diesem Szenario importiert. UBA (2014) unterstellt bereits ab den 2030er Jahren einen hohen Bedarf an PtL. Es wird erwartet, dass die Brenn- und Kraftstoffversorgung weiterhin größtenteils durch Importe realisiert und eine dem heutigen Stand vergleichbare Importabhängigkeit bestehen wird (UBA 2014:91). In EWI (2017), Szenario Revolution, steigt der Bedarf an strombasierten Kraftstoffen von 18 PJ in 2030 auf rund 464 PJ in 2050. Das Szena-

rio Evolution starten in 2030 bei 15 PJ, erreicht aber bis 2050 einen Bedarf von rund 490 PJ.

Zur Herstellung der in den Szenarien noch benötigten flüssigen Kraft- und Brennstoffe aus Rohöl wie Benzin, Kerosin, Diesel und Heizöl werden weiterhin Rohöl-Importe notwendig sein, wenn auch in kleinerem Maßstab. Auch Erdgas wird bis 2050 noch eine Rolle spielen, allerdings nur noch mit etwa 10 – 30 % der heutigen Mengen.

Biokraftstoffe werden vorwiegend für Flugverkehr, aber auch für den Straßenverkehr eingesetzt. In DLR et al. (2012:6) wird von einem Import von Biokraftstoffen abgesehen, so dass die verfügbaren Mengen aufgrund von nutzbaren Anbauflächen und Nutzungskonkurrenzen begrenzt sind. Öko-Institut et al. (2015:212) dagegen setzt Biokraftstoffe entsprechend der benötigten Mengen zur Einhaltung von Beimischungsquoten ein. Über Importmengen wird keine Aussage getroffen. Da die Mengen aber unter denen von DLR et al. (2012) verlaufen, kann hier zunächst eine ausreichende nationale Produktion unterstellt werden.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über das Spektrum an Kraft- und Brennstoffbedarfen nach Nutzergruppen über die Zeit:

Tab. 4-3 Bedarfe an gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen in den Jahren 2030 und 2050 nach Nutzergruppen (alle Angaben in PJ End- bzw. Primärenergie)

Kraft-/ Brennstoff	Jahr	Haushalte	Verkehr	GHD	Industrie	Energie- wirtschaft
Benzin	2030		254 – 438			
	2050		5 - 141			
Diesel / Heizöl	2030	130 - 292	580 – 1.019	71 – 99	9 - 140	3,6 - 4,5
	2050	10 - 61	79 - 439	5 - 46	0 - 116	
Kerosin	2030		250 - 432			
	2050		93 - 319			
EE-H ₂	2030		0 - 60			
	2050		20 - 246			50 - 59
EE-Methan	2030		0 - 74			
	2050	160	0 - 266	0 - 225	0 - 716	
Bioethanol	2030		15 - 64			
	2050		14 - 86			
Biodiesel	2030		50 - 225			
	2050		32 - 357			
Bio-Kerosin	2030		0 - 76			
	2050		61 - 178			
Power-to- Fuels (liq.)	2030		0 - 688			
	2050		344 – 1.288	0 - 67		
Erdgas*	2030	422 – 1.184	5 - 75	166 - 304	156 - 803	630 - 840
	2050	57 - 788	0 - 263	15 - 72	28 - 688	72 - 118

* Primärenergie

Der weitere Einsatz von Benzin, Diesel und Kerosin sowie Bioethanol, Biodiesel und Bio-Kerosin (alle vorrangig als Beimischung) setzt eine Absatzstruktur voraus, die der heutigen sehr ähnlich ist. Kraftstoffe würden weiterhin per Tanklastwagen an die Tankstellen gebracht. Für Endverbraucher bieten Tankstellen der Zukunft insbesondere Schnellladesäulen, aber auch noch Zapfanlagen für flüssige und gasförmige Kraftstoffe an (vgl. auch ZSW (2018)). Kerosin wird per Tankwagen, -lastzug oder mittels Pipelines an die Flughäfen geliefert. Bleibt das Szenario von UBA (2014) unberücksichtigt, so ist ein sinkender Bedarf an Kraft- und Brennstoffen insgesamt festzustellen. Dies kann zur Folge haben, dass der Bedarf an Raffinerien sinkt und

durch Schließung von Standorten sich neue Verteilungsstrukturen ergeben, die aber auf bewährte Transportwege zurückgreifen können. Die weiterhin benötigten Mengen an Diesel bzw. Heizöl, die von Haushalten, GHD, Industrie und Energiewirtschaft nachgefragt werden, können über die bestehenden Infrastrukturen auch weiterhin verteilt werden.

Power-to-Liquids (PtL) sind in den Studien nicht näher definiert. Es könnte sich dabei bspw. um strombasiertes Ethanol oder Methanol handeln, um synthetische Drop-In-Kraft- und Brennstoffe oder um ein dem Rohöl oder Diesel vergleichbares Produkt aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS). Je nachdem, ob PtL im Inland erzeugt oder importiert werden, ergeben sich unterschiedliche Infrastrukturbedarfe. Die Szenarien sehen Importanteile von etwa 40 % und mehr vor. Bei Tankern in der üblichen Größe von 100.000 BRT wären dies je nach Szenario und Kraftstoff zwischen 3 und 16 Tankern je Woche in 2050.

Je nach Entwicklung der künftig benötigten Erdölmengen nicht nur in Deutschland, sondern in Gesamteuropa, werden die bestehenden Pipelines, über die ein großer Teil der Erdölversorgung erfolgt, nicht mehr ausgelastet werden können.

Während Methan ohne Probleme in beliebigen Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, ist der Anteil von Wasserstoff derzeit auf einen einstelligen Volumen-Prozentanteil begrenzt (BNetzA 2014:14). Weitergehende Eingrenzungen des Anteils erfolgen u. a. auch durch Hersteller von Gasturbinen (zw. 1 – 5 Vol.-%), die Auslegung von Tankbehältnissen oder Sicherheitsanforderungen von CNG-Tankstellen (BNetzA 2014, 14f.). Hohe Anteile an Wasserstoff wirken sich zudem auf die benötigte Verdichterleistung aus, was den Energieeinsatz und die Netzkosten erhöht. Auch können bei gleichem Druck Gasspeicher bei Wasserstoff nur mit etwa einem Drittel des Energiegehalts von Methan beladen werden, was u.U. den Bedarf an Gasspeichern erhöhen kann, je nach Szenario. (DLR et al. 2012, 89f.)

Generell ist das Spektrum über die betrachteten Szenarien zu groß, um spezifische Auswirkungen auf die Infrastruktur an dieser Stelle bereits deutlich benennen zu können.

5 Nutzbarkeit bestehender Infrastruktur

Insofern sich die neuen strombasierten Kraftstoffe und Gase teils technisch von denjenigen, deren Infrastruktur sie künftig nutzen sollen, unterscheiden, wird an dieser Stelle ein Überblick über die Unterschiede gegeben und nachfolgend in Bezug auf die zu transportierenden Mengen und technischen Voraussetzungen abgeleitet.

5.1 Strombasierte flüssige Kraft- und Brennstoffe

Bei den strombasierten flüssigen Kraft- und Brennstoffen wird nachfolgend zwischen Ethanol, Methanol und Fischer-Tropsch-Rohöl unterschieden. Drop-In-Kraftstoffe, also strombasiertes Benzin, Diesel und Kerosin, werden hier nicht betrachtet, da sie mit den heutigen konventionellen Rohölen und Kraftstoffen in ausreichendem Maße die chemischen Eigenschaften teilen, um als Ersatz (Drop-In) dienen zu können. Da die Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin jeweils Gemische aus vielen Kohlenwasserstoffen sind, wird auf ihre Zusammensetzung hier nicht eingegangen.

Die folgende Tabelle gibt zunächst einen kurzen Überblick über die wesentlichen Unterschiede zwischen den Kraftstoffen. Erdöl unterscheidet sich in der Zusammensetzung je nach Fördergebiet und FTS je nach Einstellung der Synthese, so dass diese in der Tabelle nicht berücksichtigt werden.

Tab. 5-1 Überblick über (sicherheits-)technische Eigenschaften von Kraftstoffen

Eigenschaften	Einheit	Benzin	Diesel	Kerosin	Ethanol	Methanol
Heizwert	MJ/L	30,5	34,7	34,8	21,1	15,7
Oktan-/Cetanzahl	ROZ/CZ	91 - 102	51 bis >60	-	114	114
Siedepunkt	°C	30 - 215	141 - 462	150 – 300	78,32	65
Flammpunkt	°C	< -35	> 56	28 – 60	12	9
Zündtemperatur	°C	220	> 225	220	400	440
Dichte	kg/L	0,72 – 0,77	0,82 – 0,84	0,75 – 0,84	0,79	0,79
Temperaturklasse		T3	T3	T3	T2	T2
UN-Nummer		1203	1202	1223	1170	1230
Gefahrennummer		33	30	30	30, 33	336
ADR Tankkodierung		LGBF	LGBF/LGBV	LGBF	LGBF	L4BH

Quelle: Chemie.de (2018), ADR (2018)

5.1.1 Ethanol

Hierbei handelt es sich um einen einwertigen Alkohol (C_2H_6O), der beliebig mit Wasser gemischt werden kann. Er entsteht auf natürliche Weise durch alkoholische Gärung, bspw. in reifen Früchten. Aus Biomasse gewonnenes Ethanol wird als Biokraftstoff Ottokraftstoffen in verschiedenen Volumenanteilen (E5, E10, E85) beigemischt.

Als reiner Kraftstoff besitzt es eine hohe Klopfestigkeit von ROZ 114, was bei Einsatz entsprechender Motoren einen höheren Gesamtwirkungsgrad ermöglicht (Energie-Lexikon 2018).

Für die Herstellung von strombasiertem Ethanol bietet sich das Synol-Verfahren an, welches aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff niedrigsiedende Alkohole erzeugt (Spektrum der Wissenschaft 1998). Ein in 2016 neu entdecktes Verfahren in den USA ermöglicht auch die Herstellung von Ethanol aus in Wasser gelöstem Kohlendioxid unter Raumbedingungen. Als Katalysator kommen Nanopartikel auf Kupferbasis zum Einsatz. Das Verfahren befindet sich erst auf dem Niveau TRL 1-2. (Song et al. 2016)

Die Mischungen bis hin zu reinem Ethanol können, wie Tab. 5-1 zu entnehmen ist, in Fahrzeugen mit gleicher Tankkodierung transportiert werden. Aufgrund der benötigten Mengen wird nur ein Teil des strombasierten Ethanols in Deutschland selbst hergestellt werden können. Es ist zu erwarten, dass – je nach Bedarf in den Szenarien – ein bedeutender Teil aus sonnen-, wind- und fließwasserreichen Ländern, bspw. den MENA-Staaten, stammen wird. Die Versorgung würde mittels Schiff erfolgen und in 2050 bis zu etwa 12 Tankern mit je 100.000 BRT je Woche betragen. Die Verteilung könnte zum Teil über die bestehenden Produktleitungen für Mineralöle (derzeit nur via Rotterdam und die Rohrleitung Rostock-Böhlen (RRB)) erfolgen sowie mittels Schienenbahnen und den bestehenden Tankfahrzeugen über Brunsbüttel und Wilhelmshaven an Zwischenlager oder Verbraucher ausgeliefert werden. Gemäß ADR-Tankkodierung können auch Tankbehältnisse für Rohöl, welche die Anforderungen nach LGBF einhalten, genutzt werden. Da der bisherige Bedarf an Roh- und Mineralölen größer ist als der künftige Bedarf an PtL, wird für Ethanol eine ausreichend verfügbare Infrastruktur unterstellt.

5.1.2 Methanol

Methanol ist der einfachste organische Alkohol mit der Summenformel CH_4O . Der Alkohol wird großindustriell über katalytische Prozesse aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff gewonnen und ist als Ausgangsstoff für Formaldehyd, Ameisensäure und Essigsäure heute eine der meist hergestellten organischen Chemikalien. Im Gegensatz zu Ethanol ist Methanol extrem toxisch.

Als Kraftstoff kann Methanol bspw. in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen oder, mit vorgeschaltetem Reformier, in einer Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden. Aufgrund seiner hohen Oktanzahl findet Methanol heute bereits bei Verbrennungsmotoren im Motorsport Einsatz. Aufgrund der hohen Klopfestigkeit (ROZ 114) kann bei entsprechender Motortechnologie gegenüber Benzin ein um 30 % höherer Wirkungsgrad erreicht werden. (Chemie.de 2018; Energie-Lexikon 2018)

Zur Herstellung von strombasiertem Methanol kann die Methanol-Brennstoffzelle oder die Methanol-Synthese (vgl. Technologiebericht 4.3, Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) zum Einsatz kommen.

Der Bedarf der benötigten Infrastruktur entspricht der bei Ethanol angegebenen. Aufgrund der unterschiedlichen Energiedichte würden allerdings bis zu 16 Tanker mit jeweils 100.000 BRT je Woche anlanden und gelöscht werden müssen. Der TÜV Rheinland (Horst 2018a) verweist aber mit Bezug zum Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR), dass nicht die üblichen Tankbehälter, wie sie beim Transport von Diesel und Benzin genutzt werden, zum Einsatz kommen können (vgl. Tab. 5-1). Eine Umrüstung wäre daher zwingend notwendig. Da Methanol ein wichtiges internationales Handelsgut ist, kann hier auf bestehende Schiffs- und Verteilinfrastruktur von Großmengen zurückgegriffen werden, die aber entsprechend ausgeweitet werden müsste. Für die Verteilung zu den Tankstellen bedarf es aber sehr wahrscheinlich einer breiten Umrüstung entsprechend der Tankkodierung LB4H.

5.1.3 Fischer-Tropsch-Rohöl

Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) erzeugt aus einem Wasserstoff-Kohlemonoxid-Gemisch ein Gemisch langkettiger Kohlenwasserstoffe. In Abhängigkeit der Mischungsverhältnisse und Prozessführung entstehen dabei unterschiedliche Zusammensetzungen an Kohlenwasserstoffen. Diese können in weiteren Prozessen mittels Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation aufbereitet und fraktioniert werden. (Arnold et al. 2017:14)

Nach Angaben der sunfire GmbH (Horst 2018b) kann mittels FTS ein dem Rohöl vergleichbares Produkt erzeugt werden, welches mit diesem in beliebigem Verhältnis vermischt und transportiert werden kann. Somit wäre es möglich bei größeren im Ausland erzeugten Mengen diese per Öl-Pipeline nach Europa bzw. Deutschland zu befördern. Aufgrund der Vermischung fossiler und regenerativer Energieträger bedarf es einer bilanziellen Zuordnung beim Handel sowie eines entsprechenden Qualitäts- und ggf. Zertifikatehandels, um eine korrekte Zuordnung der Mengen sicherzustellen. Im Vergleich zu Erdöl weist das synthetische Rohöl eine etwas geringere Dichte und keinerlei Verunreinigungen, wie beispielsweise Schwefel, auf. Da somit einige Reinigungsschritte im herkömmlichen Raffinerieprozess entfallen können, wäre es langfristig günstig die Produktströme zu trennen und erst die Endprodukte zu mischen.

Über die finalen Raffinierungsschritte lassen sich Ottokraftstoffe, Diesel, Kerosin und andere typische Raffinerieprodukte herstellen, die dann als Drop-In-Kraftstoff die bestehende Infrastruktur gleichwertig wie die heute genutzten Kraftstoffe nutzen können. (UBA 2014, 61ff.)

5.2 Strombasierte Gase

Bereits heute werden verschiedene Gase und teils auch Infrastrukturen für deren Transport verwendet. Für einen ersten Überblick zeigt Tab. 5-2 die wesentlichen Unterschiede zu den Gasen in Bezug auf deren Zusammensetzung und ausgewählte physikalische Eigenschaften.

Tab. 5-2 Gasbeschaffenheitskennwerte für verschiedene Erdgase, Bio- und SNG Methan sowie Wasserstoff

Gasbestandteile	Einheit	Erdgas Holland-L	Erdgas Nordsee-H	Erdgas Russland-H	Bio-erdgas	Synthetisches Erdgas***	Wasserstoff
Methan		83,16	86,25	97,79	96,15*	94 – 98	
Stickstoff		10,08	0,93	0,82	0,75	2 – 3	
CO ₂		1,57	1,91	0,09	2,90	0,2 – 2	
Ethan		4,04	8,56	0,88			
Propan	%	0,81	1,89	0,29			
n-Butan		0,23	0,39	0,1			
n-Pentan		0,06	0,05	0,02			
n-Hexan		0,05	0,02	0,01			
Wasserstoff		0,00	0,00	0,00		0,05 – 2	>99,9**
Brennwert	kWh/m ³	10,34	11,90	11,12	10,6	10,6	
Normdichte	kg/m ³	0,834	-	-			
Relative Dichte		0,645	0,645	0,568	0,587		
Wobbeindex	kWh/m ³	12,88	14,83	14,75	13,9		
Methanzahl		86,0	75,3	94,5	103		

*Der Methangehalt des Biogases variiert und ist abhängig von der Substratbeschickung und Prozessführung

** Weitere Bestandteile sind Sauerstoff, Stickstoff und Wasserdampf

*** Es handelt sich hierbei um das Methanisierungsverfahren TrempTM

Quellen: DVGW (2013), DVGW (2014b), Nietzschke et al. (2012)

5.2.1 Wasserstoff

Anders als synthetisches Erdgas und Bioerdgas unterscheidet sich Wasserstoff stark in seiner Gasbeschaffenheit gegenüber dem herkömmlichen fossilen Erdgas (vgl. auch Tab. 5-2). Im Prinzip ist es möglich Wasserstoff dem Grundgas beizumischen, solange die Grenzwerte der Beschaffenheit des Grundgases nach DVGW Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden und die Wasserstofftoleranz der Kunden, der Gasinfrastruktur und seiner Komponenten nicht überschritten werden. Daher kann je nach Grundgas (L- oder H-Gas) und der Beschaffenheit der Infrastruktur die Wasserstoffzumischungsgrenze variieren (DVGW 2013). Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Gasanwendungsgeräte werden auch heute noch mit verschiedenen Gasqualitäten - darunter einem 12 Vol.-% H₂ enthaltenen Erdgas - getestet (DVGW 2013).

Im Folgenden sollen die wesentlichen Komponenten der Gasinfrastruktur sowie Rahmenbedingungen aufgezeigt werden, welche der begrenzende Faktor für eine Wasserstoffeinspeisung sein können. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit, für mehr Information sei auf (DVGW 2014b, 2013) verwiesen.

Grenzen der Gaskennwerte nach DVGW Arbeitsblatt G 262

Der limitierende Wert der Gaskennwerte liegt bei der relativen Dichte. Ausgehend von russischem Erdgas H als Grundgas, würden schon kleinere Zumischungen (ca. 3-4 Vol.-%) zum Verlassen des Erdgas-H-Kennfeldes nach DVGW Arbeitsblatt G 260 führen (DVGW 2014b). Für Erdgas Holland-L und Norwegen-H wären 15 Vol.-% hinsichtlich der relativen Dichte realisierbar. Die untere relative Dichte-Grenze von $d=0,55$ darf offiziell unterschritten werden, allerdings nur nach Genehmigung einer Einzelfallprüfung (DVGW 2013).

Hinsichtlich des Brennwertes und des Wobbe-Indexes können für konventionelles Erdgas ca. 30 Vol.-% Wasserstoff beigemischt werden – für genauere Information siehe DVGW Arbeitsblatt G262.

Transportleitungen und Verdichter

Die Beimischung von H_2 in Transportrohrleitungen wird als unkritisch eingeschätzt, da Transportrohrleitungen nur sehr geringen dynamischen Belastungen ausgesetzt sind. Folglich werden die Werkstoffe bzw. Materialien der Rohrleitungen wenig belastet. Man geht hier von einer H_2 -Beimischungsgrenze von bis zu 50 % aus (DVGW 2013:25).

Bei höheren H_2 -Konzentrationen steigt die Wahrscheinlichkeit für Materialschäden durch H_2 -Versprödung, wobei Kerben und Risse an Schweißnähten anfälliger sind als das Basisrohrmaterial (DVGW 2013:25).

Die geringe Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas führt bei Zumischung von Wasserstoff zu einer geringeren prozentualen Transportkapazität von Transportleitungen genauso wie zu geringerer Gaseinspeicherkapazität von unterirdischen Kavernen- und Porenspeichern. Wenn davon ausgegangen wird, dass dieselbe Energiemenge bei Zumischung von H_2 (beispielsweise 10 % Anteil am Gasgemisch einer Erdgasleitung) übertragen werden soll, dann müsste um dieselbe Transportkapazität zu erhalten der Druckgradient in der Leitung erhöht werden, um eine höhere Volumenrate des Gasgemisches zu erhalten. D.h. die Verdichterleistung (Zwischenverdichter) des Transportnetzes muss erhöht werden, was als Effizienzverlust zu werten ist. In diesem Zusammenhang sind die Erhöhung der Betriebsdrücke sowie die Anpassung der Volumenströme zu prüfen (DVGW 2013:26).

Gasturbinen

Die Brenngasspezifikationen von Gasturbinen stellen ebenfalls Ansprüche an den prozentualen Zumischgrad von Wasserstoff in das Grundgas. Die Eignung von Gasturbinen zur Verbrennung von Wasserstoff-Erdgasgemischen variiert hierbei je nach Turbine und Hersteller. Besonders sensible Gasturbinen weisen hierbei eine maximale Zumischgrenze von 1 Vol.-% Wasserstoff auf. Allerdings gibt es auch Gasturbinen mit modernen Vormischbrennern, welche ein Mischgas mit bis zu 10 Vol.-% und

sogar 15 Vol.-% Wasserstoff verwerten können (DVGW 2013). Hauptprobleme bei der Erhöhung des Wasserstoffanteils des zu verbrennenden Gases stellen die Erhöhung der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit sowie die Flammengeometrie dar. Es kann hierbei zu einem sogenannten Flammenrückschlag kommen, welcher zur thermischen Überlastung bis zur Zerstörung der Brennkammer oder zu erhöhten Temperaturspitzen führen kann, die wiederum erhöhte Emissionswerte nach sich ziehen. Außerdem zieht eine Erhöhung des Wasserstoffanteils im Grundgas Instabilitäten der Flamme nach sich, so dass der Flammenverlust droht. Bei Verlust der Flamme wird die Anlage unplanmäßig abgeschaltet (DVGW 2013).

Gasmessung

Ein wesentlicher Punkt hinsichtlich der Wasserstoffeinspeisung bzw. des Mischens mit Erdgas ist die Gasmessung, welche zur Bestimmung des Brennwertes und zur nachfolgenden Gasabrechnung benötigt wird. Allgemein bewirkt die Zumischung von H_2 eine Verringerung des Brennwertes. So zieht beispielsweise das Zuführen von 1 Vol.-% Wasserstoff eine ungefähre Brennwertminderung des Mischgases von 0,7 % nach sich (DVGW 2013). Die Eichfehlergrenze nach Eichverordnung liegt für Wasserstoff bei 0,2 %, d. h. mit dieser Messgenauigkeit müssen Gasmessgeräte den Wasserstoffanteil bei der Gaseinspeisung messen können. Aktuell können die meist auf Helium basierenden eingesetzten Prozess-Gaschromatographen (PGC) den Wasserstoffanteil nicht genau genug messen. Folglich müssten die PGC nachgerüstet oder neue Gasmessgeräte installiert werden, welche den Messanforderungen und der maximal zulässigen Messfehlertoleranz von 0,2 % entsprechen.

Kavernen- und Porenspeicher

Herkömmliches fossiles Erdgas wird üblicherweise in Deutschland in unterirdischen Kavernen- und Porenspeicher eingespeichert. Einschließlich im Bau befindlicher Speicher mit geplanter Inbetriebnahme bis 2018 beträgt deren Kapazität gemäß Gas Infrastructure Europe (2016) aktuell etwa 270 TWh. Hinsichtlich der Einspeicherung von Wasserstoff und/oder Mischgas gibt es Erfahrungen mit Stadtgas – Wasserstoffanteil von 55 Vol.-% – aus den 1970er Jahren. Hierbei sollen Kavernenspeicher aller Voraussicht nach vorteilhafter gegenüber Porenspeichern sein. Dies liegt vor allen Dingen daran, dass in Porenspeichern mit großer Wahrscheinlichkeit sulfatreduzierende Bakterien vorkommen, für die Wasserstoff ein gutes Substrat darstellt. Folglich wird der Wasserstoff mit dem Sulfat des Schichtwassers zu Schwefelwasserstoff umgesetzt, was als Speicherverlust angesehen werden kann. Außerdem muss bei der Ausspeicherung des Wasserstoffs und/oder Mischgases besagter Schwefelwasserstoff wieder kostenintensiv abgetrennt werden (DVGW 2013). Des Weiteren sind Tonsteinschichten, welche für Erdgas abdeckend wirken, für Wasserstoff durchlässig. Kavernenspeicher verfügen über eine deutlich kleinere Oberfläche, auf welcher das oben beschriebene Bakterienwachstum stattfinden kann.

Für beide Speichertypen müsste allerdings untersucht werden, welche Werkstoffe, Bauteile und Zemente verwendet worden sind und inwiefern diese sich für Wasserstoff und Mischgas eignen. Bei gegebener Nichteignung müssen neue Stoffe verwendet werden (DVGW 2013).

Import (Schifffahrt)

Es wird davon ausgegangen, dass zukünftig ein nicht unerheblicher Teil des Wasserstoffs importiert wird, da in anderen Regionen der Erde die Wasserstoff-Generierung aufgrund der geringen Stromgestehungskosten durch Erneuerbare Energien deutlich preiswerter ausfällt (GreenGasReport 2016). Hierzu wird der produzierte Wasserstoff vom Exporteur verflüssigt, wobei es sich um einen energieintensiven Prozess handelt. Der Transport in flüssiger Form stellt für die Tanks an sich kein Problem dar. Allerdings müssen diese während der Überfahrt stark gekühlt werden. Hierbei findet ein Wärmeaustausch mit der Umwelt statt, sodass ein Teil des Wasserstoffs verdampft. Um einen Überdruck zu vermeiden muss das Gas ab und an abgelassen werden. Bei stationären Speichern können diese Verluste durch den Einsatz einer KWK-Anlage vermieden werden.

5.2.2 Bioerdgas und synthetisches Erdgas (SNG)

Synthetisches Erdgas (SNG – Substitute oder auch Synthetic Natural Gas) umfasst als Oberbegriff alle synthetisch hergestellten Gase, die von den Eigenschaften vergleichbar mit natürlichem/fossilem Erdgas sind. SNG kann aufgrund der ähnlichen verbrennungstechnischen und chemischen Eigenschaften ohne Probleme in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden und vorhandene Erdgaskomponenten sowie Erdgasanwendungen können SNG nutzen (DVGW 2014a:74). Der Wobbe-Index von SNG ähnelt in der Regel dem von fossilem Erdgas und liegt folglich in den Grenzen des DVGW Arbeitsblattes G 260, sodass man von einem sogenannten *Austauschgas* spricht. D.h. alle brenntechnischen Anforderungen sind erfüllt und das SNG kann den Gasnetzen (H- oder L-Netz) unabhängig vom Gasfluss zugeführt werden (DVGW 2013:200).

Bioerdgas wird in Deutschland in den letzten Jahren verstärkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist und ist mittlerweile Stand der Technik. Je nach Substratbeschickung und Prozessführung weist das Bioerdgas eine unterschiedliche stoffliche Zusammensetzung – gemeint ist vor allen Dingen der CH_4 - und CO_2 -Gehalt – auf. Bevor das Gas eingespeist wird, findet eine Entschwefelung und Trocknung des Produktes statt. An dieser Stelle gibt es zwei Möglichkeiten der weiteren Nutzung. Das Bioerdgas kann jetzt direkt als sogenanntes *Zusatzgas* (zu geringer Wobbe-Index) in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden, wenn der Anteil gering bleibt und der Wobbe-Index des Mischgases in den vorgegebenen Grenzen des DVGW Arbeitsblattes G 260 bleibt. So kann beispielsweise Biogas mit 50 % Methan und 50 % Kohlenstoffdioxid bis zu ca. 9 Vol.-% dem russischen H-Gas zugemischt werden (DVGW 2013:200). Es kann also zu Einspeisebeschränkungen für Bioerdgas als Zusatzgas kommen. Aus diesem Grund kann alternativ vor der Einspeisung noch eine kostenintensive CO_2 -Abtrennung vorgenommen oder das anteilige CO_2 mit beigefügten Wasserstoff in einer Methanisierungsanlage methanisiert werden, was in beiden Fällen den Wobbe-Index des Bioerdgases anhebt (DVGW 2013:200). Liegt das Bioerdgas hiernach in den vorgegebenen Grenzen von G260, handelt es sich um ein *Austauschgas* (s.o.). Es kann vorkommen, dass nach erfolgter Aufbereitung der Wobbe-Index immer noch zu niedrig bzw. sogar zu hoch für das fossile Erdgas ist. In diesem Fall kann LPG (bei zu niedrigem Index) oder Sauerstoff (bei zu hohem Index) dem Bio-

erdgas beigemischt werden, um den Anforderungen des *Austauschgases* zu entsprechen (DVGW 2014b).

5.2.3 Abgleich von künftigem Gasbedarf mit den Kapazitäten der bestehenden Infrastrukturen

Nach der Analyse der technischen Herausforderungen für die künftige weitere Nutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen (siehe zuvor) bleibt zu klären, inwiefern sie in Zukunft auch mengenmäßig für die Aufnahme und Abgabe strombasierten EE-Gasen geeignet ist. Dazu werden zunächst die heute und künftig zu transportierenden Gasvolumen, die jeweils aus den Energiebedarfen berechnet werden, miteinander verglichen. Da dieser Vergleich nur den inländischen Bedarf abdeckt, wird anschließend zusätzlich ein beispielhafter Ausblick auf die mögliche große Bedeutung der Import- bzw. Transitmengen gegeben.

Als Erstes wird der bestehende *Endenergieverbrauch*³ an Gasen herangezogen, der eine grobe Referenz für die Leistungsfähigkeit des Gasnetzes darstellt. Dieser beträgt im Jahr 2015 ca. 2.233 PJ (BMWi 2018b), was umgerechnet einem Volumen von ca. 70 Mrd. Nm³ entspricht (siehe Abb. 5-1, linke Säule). Dieser Wert wird mit der Bandbreite an Gasbedarfen gemäß den betrachteten Szenarien (siehe Tab. 4-1) für das Jahr 2050 und ihren resultierenden Normvolumen (2050 Min. und 2050 Max.) verglichen.

Die Abb. 5-1 zeigt, dass das resultierende Volumen im *Min.-Fall* mit ca. 30 Mrd. Nm³ für 2050 um etwa einen Faktor 2,3 und damit nennenswert unterhalb des heutigen zu transportierenden Normvolumens liegt. Demnach sollten in diesem Fall die bestehenden Gasnetze, bezogen allein auf die nationale Bedarfsdeckung, insgesamt eher überdimensioniert sein. Der Wasserstoffanteil im Gesamtgas würde dann im Jahresmittel ca. 17 Vol.-% betragen, was signifikante technische Anpassungen im gesamten Gasnetz voraussetzt (insbesondere bei Mess- und Regelinstrumenten sowie Endgeräten). Der Erhalt des Gasnetzes für diese relativ geringe Gasmenge würde in diesem Fall voraussichtlich entweder deutlich teurer als heute oder das Gasnetz würde zu großen Teilen außer Betrieb genommen.

Im *Max.-Fall* dagegen liegt das berechnete Volumen für den heimischen Gasbedarf mit knapp 67 Mrd. Nm³ etwa auf gleichem Niveau wie heute (Jahr 2015). Davon sind ca. 25 % EE-Wasserstoff, was einen noch stärkeren Anpassungsbedarf im Gasnetz bedingen würde als im oben genannten Min.-Fall. Die Aufnahmefähigkeit des bestehenden Gasnetzes dürfte demnach in beiden Fällen auch für die künftige Nutzung mit strombasierten Gasen ausreichen. Allerdings sind dabei auch die künftig ggf. nötigen Importmengen zur Deckung des nationalen Gasbedarfs zu beachten. Im Falle des EWI Szenarios Evolution (Max.-Fall) werden Importmengen von insgesamt etwa rd. 2.100 PJ an synthetischen Brennstoffen angegeben (EWI 2017:60), was einem Volumen von 66 (Methan) bis 195 (Wasserstoff) Mrd. Nm³ entsprechen würde. Im

3 Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist grundsätzlich die bessere Bezugsgröße für diese Einordnung. Die Szenarien konnten jedoch nur im Hinblick auf den Endenergieverbrauch konsistent ausgewertet werden. Zum Vergleich: Der PEV in 2015 betrug 2.770 PJ (BMWi 2017), was einem Normvolumen von 87 Mrd. Nm³ an Erdgas entspricht. Diese Bezugswerte liegen somit um ca. 24 % über denen des Endenergieverbrauchs in 2015.

Fall von strombasiertem Methan sind diese Importmengen geringer als heute und dürften daher, bis auf mögliche regionale Veränderungen, eher keine zusätzliche Herausforderung darstellen. Im Falle von Wasserstoff würde erheblicher Anpassungsbedarf entstehen und die Aufnahmekapazität des Gasnetzes wäre wahrscheinlich auszubauen, zumindest zu prüfen.

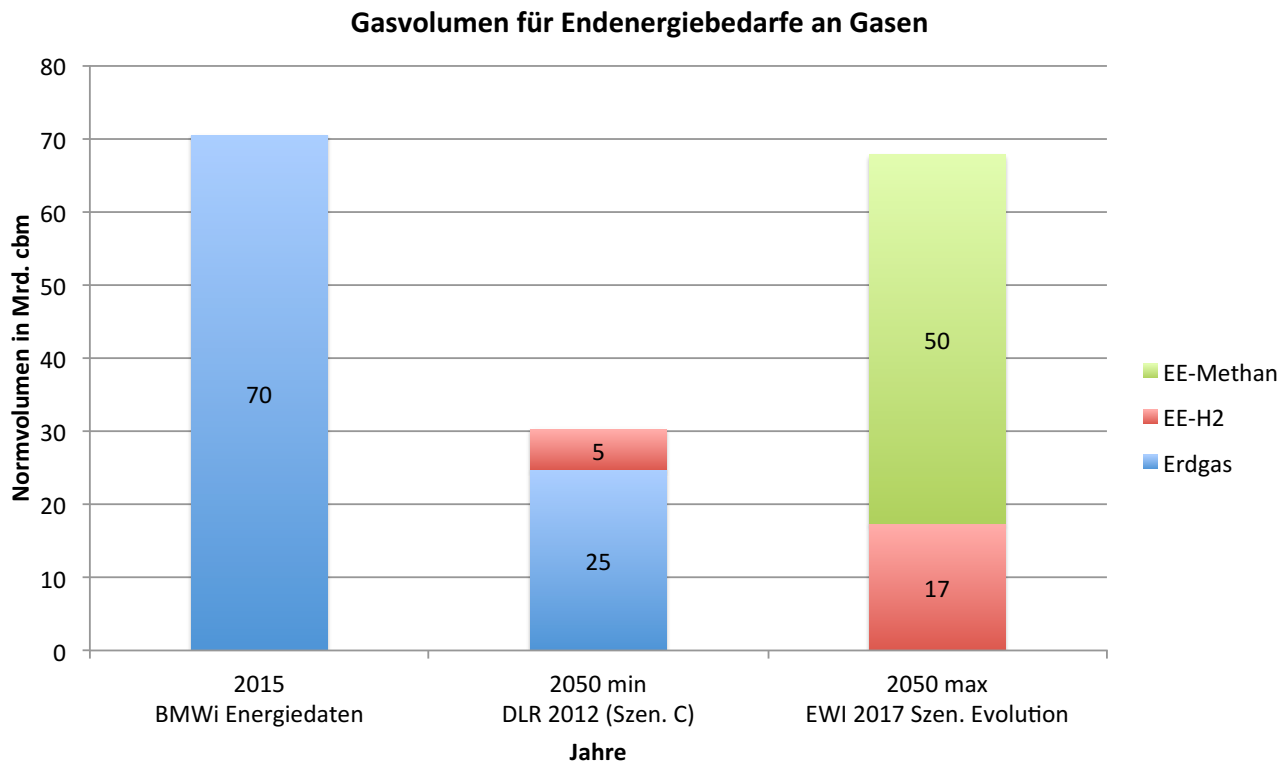


Abb. 5-1 Bedarfsäquivalente Gasvolumen für Erdgas, EE-Methan und EE-Wasserstoff in 2017 und 2050 in PJ für Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2018b) und Tab. 4-2

Die vorigen Ergebnisse gelten jedoch nur für die betrachteten Szenarien und unter Ausschluss der Im- und Exportbeziehungen bzw. der künftigen Transitmengen. Deutschland (und die EU) wird jedoch aus heutiger Sicht ein Importland bleiben und für die EU ggf. langfristig zudem zu einem wichtigen Transitland von beispielsweise russischem Importgas werden. Eine solche Entwicklung wird im Forschungsvorhaben „Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas)“ (DBI et al. 2017) erwartet. Die dort erwarteten Transitmengen durch Deutschland betragen bis zu ca. 740 TWh_{th} bzw. gut 2.600 PJ, was einem Volumen von ca. 84 Mrd. Nm³ und damit etwa dem heutigen Endenergiebedarf (bzw. Normvolumen) entspricht.⁴ Eine solche Entwicklung würde die Beantwortung der Frage, ob die bestehenden Gasnetze auch für den künftigen Gastransport ausreichen, maßgeblich beeinflussen und stellt somit eine sensitive Größe dar. Je größer die zusätzlich zu bewältigenden Transitmengen wer-

⁴ Im KonStGas-Projekt wird jedoch von einem steigenden Erdgasbedarf in der EU ausgegangen. Dies ist nicht unbedingt konsistent mit Szenarien für Deutschland, in denen größere Mengen strombasierter Gase eingesetzt werden. Insofern sind die obigen Angaben zum möglichen zusätzlichen Normvolumen nicht direkt additiv zu sehen.

den, desto eher ist mit einem nennenswerten Gasnetzausbau dafür zu rechnen. Dieser Aspekt wird allerdings nicht unerwartet bzw. kurzfristig auftauchen und Gegenstand der kommenden Netzentwicklungspläne für das Gasnetz sein.

Inwiefern die bestehenden Gasnetzkapazitäten auch langfristig für die Aufnahme, Transport/Transit, Verteilung und Abgabe ausreichen werden, hängt letztlich von einer Vielzahl an Faktoren und Entwicklungen ab. Maßgeblichen Einfluss haben die Entwicklungen der heimischen Gas- und Stromnachfrage (inkl. Effizienz- und Einsparerfolge) sowie der Erzeugungskapazitäten für EE-Strom und strombasierte Gase (PtG). Je höher die „konventionelle“ Stromnachfrage ausfällt, desto weniger wird es inländische Produktionskapazitäten für strombasierte Brenn- und Kraftstoffe geben. Die Gasnachfrage ist dann stärker durch Importe zu decken. Je höher der Elektrifizierungsgrad des Gesamtsystems wird, desto geringer wird die Gasnachfrage ausfallen und desto eher wird das heutige Gasnetz auch in Zukunft ausreichen.

6 Forschungsbedarf

Die bestehenden Infrastrukturen für Erdgas und Erdöl bilden das logistische Rückgrat für ihren Import, Transport und Verteilung, Weiterverarbeitung sowie Nutzung. Sie sind für die heutigen, fossil basierten Kohlenwasserstoffe und ihre Bedarfe ausgelegt und optimiert. Diese werden jedoch im Zuge der Energiewende langfristig nahezu vollständig durch strombasierten Wasserstoff bzw. daraus synthetisierte Kohlenwasserstoffe auf der Basis von erneuerbaren Energien ersetzt werden müssen. Diese neuen regenerativen Energieträger (und Produkte) haben zum Teil signifikant andere Eigenschaften als heutiges Erdgas und Erdöl. Zudem ist, je nach Entwicklungspfaden und Umwandlungseffizienzen, mit anderen Bedarfs-, Transport- und Verteilmengen sowie dezentraleren Produktionsstandorten zu rechnen. Daher besteht grundsätzlich hoher F&E-Bedarf im Hinblick auf eine künftige mengen- und technikgerechte Anpassung der bestehenden Infrastrukturen für neue strombasierte Kraft- und Brennstoffe. Dieser wird im Folgenden auf der Basis der vorigen Kapitel möglichst konkret abgeleitet.

6.1 Öl-Infrastrukturen

Eine Anpassung der Erd- und Mineralölinfrastrukturen wäre bei einem Wechsel auf strombasierte Kraftstoffe nur in geringem Umfang nötig und auch nur, wenn die Ersatzkraftstoffe nicht zu einem Drop-In-Kraftstoff aufbereitet werden.

Bezüglich der Infrastrukturen erscheint somit die FTS vorzugswürdig, da die Infrastrukturen ohne Anpassung weiter genutzt werden können. Zugleich werden Nebenprodukte wie bspw. Wachse und Bitumen erzeugt, die in anderen Bereichen benötigt werden. Die Entwicklung von Ersatzstoffen oder der Import dieser Produkte wäre damit hinfällig.

Die Weiterentwicklung strombasierten Ethanol wird derzeit in Deutschland nicht verfolgt. Als Ersatzkraftstoff hat Ethanol gegenüber Methanol, für welches Forschungsvorhaben existieren, aber einige Vorteile. So kann Ethanol die bestehende Verteil- und Speicherinfrastruktur bestens nutzen, während es bei Methanol zumindest in der Verteilinfrastruktur unter Umständen besondere Anforderungen an Beförderungsbehältnisse und Tanks gibt. Der höhere Energiegehalt von Ethanol bei gleicher Dichte ist ein weiterer Transportvorteil. Da Methanol stark toxisch wirkt, Ethanol dagegen nicht, hätte der Einsatz von Ethanol auch aus Gründen des Umweltschutzes klare Vorteile. Es erscheint somit sinnvoll zur Weiternutzung der Infrastruktur die Ethanolroute bei der Technologieforschung auch weiter zu verfolgen.

Im Vergleich zur FTS sinkt der Bedarf an Raffinerien mit Zunahme an Ethanol bzw. Methanol. Diese nicht mehr benötigte Infrastruktur wird in den jeweiligen Regionen zu Strukturumbrüchen führen. Diese sozioökonomischen Auswirkungen eines Kraft-/Brennstoffwechsels sollten daher eingängig untersucht werden. Ein weiterer indirekter Nachteil beider Kraftstoffe ist, dass bei ihrer Erzeugung nicht die Nebenprodukte der Petrochemie (Paraffine, Gase, Bitumen, etc.) anfallen, die in anderen Wirtschaftszweigen benötigt werden. Deren Infrastrukturen müssten dann neu ausgerichtet werden.

Wie bei Benzin, Diesel und Kerosin werden über definierte Produkteigenschaften die Qualitäten und Eigenschaften abgesichert. Dies wäre ebenso bei strombasierten

Ethanol- und Methanolkraftstoffen der Fall, so dass lediglich die Messvorrichtungen an Tanksäulen angepasst werden müssten. Forschungsbedarf wird hier nicht gesehen.

Außerhalb der Infrastruktur sind eine Anpassung der Verbrennungstechnik sowie eine Optimierung von Ethanol und Methanol mit Zusatzstoffen, um deren Zündwilligkeit bei kalten Temperaturen zu verbessern, notwendig. Die Technologien sind hierzu aber ausgereift und marktgängig, wie der langjährige Einsatz von FFV in anderen Ländern zeigt.

6.2 Gas-Infrastrukturen (Netze und Speicher)

Die bestehenden Gasinfrastrukturen (siehe Kapitel 3.2) werden heute vor allem für die Importe von Erdgas nach Deutschland und den Transit durch Deutschland sowie für den inländischen Transport und die anschließende Verteilung verwendet. Die Gasflussrichtung findet dabei in der Regel top-down, vom Hochdruck- zum Niederdrucknetz, sowie innerhalb einer Druckebene unidirektional statt. Eine Umkehrung der Flussrichtung ist daher nicht ohne Weiteres möglich.

Im Zuge der Energiewende sind zunächst vor allem dezentrale Einspeisungen von Biogas als Zusatzgas und Biomethan als Ersatzgas hinzugekommen, die unlängst durch eine Reihe von ca. gut 30 Pilotanlagen (siehe dena (2018) und DVGW (2017)) zur dezentralen Erzeugung und Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan (PtG) ergänzt werden. Der F&E-Bedarf für diese Technologien selber ist jeweils in den einschlägigen Teilberichten (siehe u. a. Arnold et al. (2017)) nachzulesen.

Während die Nutzung des bestehenden Gasnetzes für die Einspeisung und Nutzung von Biomethan und synthetischem Methan praktisch problemlos möglich ist, stößt die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff auf verschiedene technische Herausforderungen (siehe Kapitel 5.2). Dabei spielen insbesondere die zulässigen H₂-Konzentrationen für die Einspeisung und alle Betriebsmittel, die am Gasnetz angeschlossen sind, eine wesentliche Rolle.

Je nach Szenario ist zudem langfristig bzw. zwischenzeitlich mit (sehr) großen Mengen an Wasserstoff und unterschiedlichen Mengen an Erdgas zu rechnen. Dies wird unterschiedlichen bzw. großen Anpassungsbedarf der Gasinfrastruktur zur Folge haben. Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Forschungsbedarfe abgeleitet. Diese sind nach unterschiedlichen Aspekten geordnet.

Gas-Messeinrichtungen

Eine Einspeisung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen in das Gasnetz erfordert aus energetischen Abrechnungsgründen eine eichamtliche Volumenstrommessung. Hierfür kommen grundsätzlich eine Reihe von Messgeräten, z. B. Turbinenrad-, Ultraschall-, Drehkolben-, Coriolis- und Balgengas(Haushaltsgas)-Zähler, in Frage. Diese sind bis zu einem H₂-Volumenanteil von 10 % ausreichend gut für die eichamtliche Messung geeignet. Für Volumenanteile von bis zu 100 % gilt dies jedoch nicht für alle Zähler und teilweise nur bedingt (DVGW 2014a:32). Die zu erwartende zunehmende dezentrale Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz wird künftig regional zu sehr unterschiedlichen H₂-Volumenanteilen führen.

F&E-Bedarf: Daher ist eine Entwicklung und Zulassung von flexiblen Volumenmessgeräten wichtig, die in einem möglichst weiten Bereich von 0 bis 100 Vol.-% H₂ eingesetzt werden können.

Eine Brennwertbestimmung ist bereits ab einem H₂-Volumenanteil von 0,2 % nötig. Diese erfolgt messtechnisch durch Prozesschromatographen, die jedoch nicht für die Messung von H₂-Anteilen im Erdgas geeignet sind. Diesbezüglich werden also Umstellungen auf neue Messgeräte erforderlich. Die Brennwertbestimmung im deutschen Gastransportnetz erfolgt flächendeckend mit Hilfe von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen. Diese müssen jedoch noch an die Berücksichtigung von Wasserstoff und neue Messgeräte angepasst werden. Der Transportnetzbetreiber ONTRAS hat dies vor dem Hintergrund der PtG Pilotanlage in Falkenhagen bereits durchgeführt (DVGW 2014a:11). Die Erweiterungen betreffen jedoch künftig alle Netzbetreiber und Netzebenen, auch Mittel- und Niederdruck.

F&E-Bedarf: Eine einheitliche Entwicklung von H₂-geeigneten Brennwertmessgeräten und Weiterentwicklung von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen für H₂-Einspeisungen insbesondere für den Einsatz in den Verteilnetzen.

Gas-Verdichter

Die bestehenden Transport- und Speicherverdichter gehören zu den wenigen, aber sehr relevanten und weitverbreiteten Betriebsmitteln im Gasnetz, die nur für geringe H₂-Volumenanteile (<5 Vol.-%) geeignet bzw. ausgelegt sind (DVGW 2013:25). Im Zuge der Energiewende und Verbreitung von PtG Anlagen ist jedoch mit zunehmenden und schwankenden H₂-Anteilen im Gasnetz zu rechnen.

F&E-Bedarf: Daher sind noch Untersuchungen zu Eignung und Anpassungsbedarf von Gasverdichtern sowie Weiterentwicklungen der sicherheitstechnischen Anforderungen bezogen auf Gasgemische mit unterschiedlichen H₂-Volumenkonzentrationen erforderlich.

Endgeräte

Die vielfältigen bestehenden Endgeräte, die z. B. von großen Gasturbinen bis hin zu kleinen Gasthermen und Erdgasautos reichen, sind unterschiedlich gut für die Nutzung von H₂-Anteilen im Erdgas geeignet. Da alle Endgeräte prinzipiell am „gleichen“ Gasnetz hängen, bestimmen die sensitivsten Endgeräte die Einspeisemöglichkeiten von Wasserstoff bzw. die Anpassungsbedarfe im Gasnetz. Aktuell sind dies Gasturbinen und die Tanks von Erdgasfahrzeugen (DVGW 2013:25).

F&E-Bedarf: Daher besteht weiterhin Bedarf an der Untersuchung und Entwicklung von Anpassungsmöglichkeiten der Endkundengeräte und ihrer Sicherheitstechniken an schwankende Erdgasqualitäten und H₂-Volumina. Die Realisierungszeiten und Erneuerungszyklen sind zudem im Kontext von System- und Szenarioanalysen zu berücksichtigen.

Systemanalysen (Szenarien und Modelle)

Die Metaanalyse der bestehenden Szenarien zeigt, dass der künftige Gasverbrauch und insbesondere die Verwendung von neuen regenerativen Gasen zu wenig transpa-

rent und differenziert sind. Die Spannen sind zudem sehr weit, so dass robuste Aussagen noch nicht möglich sind. Diese sind aber für den Erhalt und die Anpassung von langlebigen Infrastrukturen wie den Gasnetzen sehr wichtig.

F&E-Bedarf: Daher sind neue, spezifische Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Gasverbrauchs durch Industrie und Verkehr nach Energieträgern und Anwendungsbereichen bzw. Teilsektoren erforderlich.

Der Nutzen der bestehenden Gasinfrastrukturen hängt von der weiteren Entwicklung ab. Diese hängt u. a. vom Alter und der regionalen Auslastung sowie der Unternehmensstrategie der regionalen Energieversorger ab. Der Erdgasabsatz muss dabei aus Klimaschutzgründen stark reduziert werden. Dies betrifft in erster Linie die Verteilnetze, die durch rückläufigen bzw. stagnierenden Absatz unter Druck geraten. Es besteht daher die Gefahr, dass sie vor dem Hochlaufen von EE-Gasen zurückgebaut werden und dann nicht mehr zur Verfügung stehen. Diese Entwicklungen werden regional und zeitlich sehr unterschiedlich verlaufen. Dies gilt analog für die dezentrale Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen.

F&E-Bedarfe: (1) Bestimmung und Bewertung von regionalen Erneuerungsbedarfen (inkl. „Außerbetriebnahmerisiken“) von Gasleitungen und -speichern im Zeitverlauf, abhängig von zukünftiger Auslastung und Nutzung. (2) Bestimmung des regionalen Umstellungs- bzw. Transformationsbedarfs im Zeitverlauf bei Gasleitungen und -speichern für zunehmende H₂-Einspeisung.

Die zuvor genannten Entwicklungspfade werden unterschiedliche Auswirkungen auf die regionale Infrastruktur, Wertschöpfung, Unternehmen und Arbeitsplätze sowie Raumpläne, Umwelt und Akzeptanz haben. Damit können sowohl positive, treibende als auch negative, hemmende Wirkungen verbunden sein. Diese bestimmen letztlich die Realisierungschancen und sollten daher vorher identifiziert und untersucht werden.

F&E-Bedarfe: (1) Sozioökonomische Untersuchungen der Auswirkungen von flächendeckenden bzw. konzentrierten regionalen Einsätzen von PtG-Anlagen und ggf. angeschlossenen Katalyseanlagen. (2) Infrastruktur- und Standortanalysen zur Vermeidung von „stranded investments“. Dazu Bestimmung der künftigen Rollen und Standorte von Gaskraftwerken sowie des regionalen Bedarfs an CO₂- und H₂-Leitungen bzw. -Speichern sowie Methanisierungsanlagen.

Die heutigen Strom- und Gasmärkte unterscheiden sich signifikant in ihrer Funktionsweise und Regulierung. Durch PtG werden die beiden Märkte künftig jedoch zusätzlich stärker miteinander gekoppelt (Sektorkopplung). Um dafür jeweils die Flexibilitätspotenziale möglichst vollständig und integriert nutzen zu können, „sind die bisher getrennten Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom zu harmonisieren ... [und] insbesondere [die] Produkte des Kurzfrist-Börsenmarktes anzugleichen“ (Wietschel et al. 2018).

F&E-Bedarf: Harmonisierung (Konvergenz) der verschiedenen Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom insbesondere auf den Kurzfristmärkten.

Die Nutzung von PtG-Anlagen für die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz ist in Europa bisher überwiegend ein „deutsches“ Thema. Andere Länder werden jedoch für ihre Energiewende künftig auch auf PtG bzw. EE-Gase im Allge-

meinen setzen. Die Anpassungsbedarfe der deutschen Gasinfrastrukturen werden daher auch durch die europäischen Entwicklungen bestimmt.

F&E-Bedarf: Bestimmung der (regional) zu erwartenden Mengen und Qualitäten (u. a. H₂-Anteil) von PtG-Importgasen im Zeitverlauf.

Literaturverzeichnis

- ADR (2018): Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route. Anlage zur Bekanntmachung der Neufassung der Anlagen A und B des Europäischen Übereinkommens vom 30. September 1957 über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR). Hg. v. Europäische Kommission.
- Arnold, Karin; Kobiela, Georg; Pastowski, Andreas (2017): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Hg. v. Wuppertal Institut.
- BAFA (2018a): Amtliche Mineralölzeiten für die Bundesrepublik Deutschland. Monat: Dezember 2017. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2017_dezember.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- BAFA (2018b): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in TJ). Hg. v. BAFA. https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1991.xls?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- BDEW (2017): Gasspeicher in Deutschland. (Stand: 01.05.2017). Hg. v. BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/20170529_Erdgasspeicherkarte-D-2017_43bMmY3.pdf. Letzter Zugriff: 23.03.2018.
- BMWi (2017): Versorgungssicherheit bei Erdgas – Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi (2018a): Rohöl: Transport, Lagerung und Verarbeitung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- BMWi (2018b): Zahlen und Fakten, Energiedaten. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/energiedaten.html>. Letzter Zugriff: 23.03.2018.
- BNetzA (2014): Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze – Ergebnis der Konsultation. Hg. v. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/Konsultationsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Chemie.de (2018): Methanol. Hg. v. Lumitos. http://www.chemie.de/lexikon/Methanol.html#Als_Kraftstoff. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DBI et al. (2017): Abschlussbericht KonStGas; Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze. BMWI Forschungsvorhaben FKZ 0325576.

- dena (2018): power-to-gas-Atlas. Piloprojekte. Hg. v. dena.
http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1.
Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- DESTATIS (2018a): Empfang und Versand von Gütern (Seegüterumschlag deutscher Häfen): Deutschland, Jahre, Güterabteilungen und -gruppen. Statistisches Bundesamt. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DESTATIS (2018b): Güterbeförderung - Beförderungsmenge nach Verkehrsträgern und Güterabteilungen 2016 (NST-2007). Hg. v. Statistisches Bundesamt.
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/TransportVerkehr/Gueterverkehr/Tabellen/VerkehrstraegerGueterabteilungA.html>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- DVGW (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn.
- DVGW (2014a): Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung. Hg. v. DVGW.
- DVGW (2014b): Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen. Hg. v. DVGW.
- DVGW (2017): Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird. Hg. v. DVGW, zuletzt aktualisiert am September 2017. Letzter Zugriff: 28.03.2018.
- Energie-Lexikon (2018): Ethanol. Hg. v. RP Photonics Consulting GmbH.
<https://www.energie-lexikon.info/ethanol.html>, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Europäische Kommission (2016): Delegierte Verordnung (EU) 2016/ 89 der Kommission - vom 18. November 2015 - zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/ 2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse., Hg. v. Europäische Kommission. Letzter Zugriff: 26.02.2016.
- EWI (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂- Minderung. Endbericht. ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung.
http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf. Letzter Zugriff: 17.03.2018.
- Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU; SUEr (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen. Fraunhofer IBP/ IFEU/ Stiftung Umweltenergie-recht. Kassel, Heidelberg, Würzburg. Letzter Zugriff: 29.09.2016.

- Gas Infrastructure Europe (2018): Storage Map. Version December 2016.
<https://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map>. Letzter Zugriff: 12.04.2018.
- GreenGasReport (2016): Support to innogy on options for introducing renewable energies into the natural gas grid. FINAL REPORT (V 2.0).
- Horst, Juri (2018a): Nutzbarkeit bestehender Tankfahrzeuge für Mineralöle zum Transport von Methanol und Ethanol. Interview mit TÜV Rheinland AG am 22.02.2018. Telefoninterview. Mitschrift.
- Horst, Juri (2018b): Nutzung von Blue Crude Oil (eCrude) in bestehender Roh- und Mineralölinfrastruktur. Interview mit Karl Hauptmeier am 23.02.2018. Telefoninterview und Emailaustausch.
- Metropol Ruhr (2018): Regionalkunde Ruhrgebiet. http://www.ruhrgebiet-regionalkunde.de/html/aufstieg_und_rueckzug_der_montanindustrie/verbundwirtschaft_der_montanindustrie/chemische_industrie_verbund.php%3Fp=2,1.html. Letzter Zugriff: 01.02.2018.
- MWV (2017a): Archiv der amtlichen Mineralölstatistiken. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. <https://www.mwv.de/statistiken/mineraloelabsatz/>. Letzter Zugriff: 03.03.2018.
- MWV (2017b): Jahresbericht 2017. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. <https://www.mwv.de/presse/mwv-jahresbericht-2017/>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Nietzschke, Petra; Schenk, Joachim; Schley, Peter; Altfeld, Klaus (2012): Gasbeschaffungen in Deutschland. 6/2012. Hg. v. Gaswärme international (GWI) (S. 55 - 60).
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Ziesing, Hans-Joachim (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Endbericht. Berlin. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Song, Yang; Peng, Rui; Hensley, Dale K.; Bonnesen, Peter; Liang, Liangbo; Wu, Zili et al. (2016): High-Selectivity Electrochemical Conversion of CO₂ to Ethanol using a Copper Nanoparticle/N-Doped Graphene Electrode. Hg. v. ChemistrySelect. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/slct.201601169>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- Spektrum der Wissenschaft (1998): Lexikon der Chemie. Hg. v. Spektrum der Wissenschaft. <http://www.spektrum.de/lexikon/chemie/synol-verfahren/8946>. Letzter Zugriff: 15.03.2018.
- SZ (2016): Der Treibstoff kommt künftig aus dem Rohr. Unter Mitarbeit von Rebecca Beiter. Hg. v. Stuttgarter Zeitung. <https://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.print.087aa3e7-90f7-4ba9-9b>.
- UBA (2014): Climate Change 07/2014 Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau. Letzter Zugriff: 29.09.2016.
- Westphal, Kirsten (2018): Die internationalen Gasmärkte: Von großen Veränderungen und Herausforderungen für Europa. Hg. v. et Energiewirtschaftliche tagesfragen. <http://et->

energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/year/2014/n%E2%80%A6-Von-groen-Veränderungen-und-Herausforderungen-fur-Europa.aspx. Letzter Zugriff: 13.03.2018.

Wietschel et al. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen (Working Paper Sustainability and Innovation, S 01/2018).

Zemlin, Benjamin (2005): Das Entscheidungsverhalten bei der Verkehrsmittelwahl. 1. Aufl.

ZSW (14.02.2018): Tankstelle der Zukunft liefert erneuerbaren Strom, Wasserstoff oder Methan. ZSW startet Forschungsprojekt zur klimafreundlichen Mobilität. Annette Stumpf. https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2018/PIs_dt/pio3-2018-ZSW-TankstellederZukunft__3_.pdf. Letzter Zugriff: 15.03.2018.